

Магістерська дисертація

на тему: Визначення вологості природного газу

Київ – 2019 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Приладобудівний факультет

Кафедра приладобудування

«На правах рукопису»

УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності

на тему: **Визначення вологості природного газу**

Виконав (-ла): студент (-ка) 2 курсу, групи ПІ-81мп

(шифр групи)

Романюк Дмитро Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник **професор, д.т.н., професор Коробко І.В.**

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант _____

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент **О О О"**

."

" О О

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

(підпис)

Київ – 2019 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Приладобудівний факультет

Кафедра приладобудування

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 152 Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ М. Д. Гераїмчук
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Романюку Дмитру Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації **Визначення вологості природного газу**

науковий керівник магістерської дисертації

Коробко Іван Васильович, д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «___» _____ 2019 р. № _____

2. Строк подання студентом дисертації 06 грудня 2019 р.

3. Перелік завдань, які потрібно розробити Вступ. Огляд літературних джерел за темою, вибір і обґрунтування напрямів та методів дослідження. Розробка математичної моделі приладу визначення вологості природного газу. Визначення метрологічних характеристик приладу. Моделювання роботи приладу визначення вологості природного газу. Розробка програмного забезпечення. Аналіз і узагальнення результатів досліджень.

4. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: Схеми 1 арк. ф. А1. Вологомір. Складальний кресленник, 1 арк. ф. А1. Робочі креслення деталей, 2 арк. ф. А1. Графічні матеріали, 3 арк. ф. А1. Презентаційний плакат 1 арк. ф. А1.

5. Орієнтовний перелік публікацій 1 доповідь на науково-технічній конференції, 1 стаття у фаховому виданні

6. Консультант розділу дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Розробка стартап-проекту</i>	<i>Бояринова К.О., д.е.н., доцент</i>		

7. Дата видачі завдання 30 жовтня 2019 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів дисертації	Примітка
1	Огляд літератури за темою	30.10.19 – 10.11.19	
2	Розробка математичної моделі приладу визначення вологості природного газу	08.11.19 – 16.11.19	
3	Визначення метрологічних характеристик приладу	14.11.19 – 20.11.19	
4	Моделювання роботи приладу обліку визначення вологості природного газу	15.11.19 – 30.11.19	
5	Розробка програмного забезпечення	14.11.19 – 06.12.19	
6	Аналіз отриманих результатів	27.11.19 – 06.12.19	
7	Оформлення МД та її графічної частини	20.11.19 – 05.12.19	
8	Передача МД на перевірку науковому керівнику	06.12.19	
9	Передача матеріалів МД на перевірку виявлення збігів/схожості текстів	09.12.19	
10	Представити МД на рецензію	10.12.19	
11	Представити МД на затвердження зав. кафедри	11.12.19	
12	Передача електронної версії МД до бібліотеки	17.12.19	
13	Представити МД до екзаменаційної комісії НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського»	19.12.19	

Студент

_____ (підпис)

Д. С. Романюк

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

_____ (підпис)

І. В. Коробко

(ініціали, прізвище)

АНОТАЦІЯ

Проблема контролю та визначення вологості природного газу є дуже «гострою» для України. Ефективне використання газу та приладів для його контролю є дуже важливим як для користувача, так і для постачальника. Одною із основних характеристик якості природного газу є вологість, вона впливає на строк служби всіх вузлів трубопроводів та приладів обліку, на початкову подачу газу та на кінцеве отримання до споживача. Методом конденсації та перепаду тисків, створюємо сучасну систему вимірювання природного газу, зокрема точне та прецизійне визначення вологості за умов вмісту механічних домішок.

Для покращення обробки інформації та зняття даних, можна розробити систему диспетчеризації, використовуючи радіосистему або провідну цифрову систему M-BUS. Це дозволить контролювати стан вологоміра та кількість вологості у природному газі.

ВОЛОГОМІР, ВИМІРЮВАННЯ, ПРИРОДНИЙ ГАЗ, ВОЛОГІСТЬ, ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ, ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРИ, ТОЧКА РОСИ.

					МЛ ПІ 8101000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

SUMMARY

Theme: «Investigation of methods of gas humidity measurement». The problem of controlling and determining the humidity of natural gas is very "acute" for Ukraine. Effective use of gas and appliances to control it is very important for both the user and the supplier. One of the main characteristics of natural gas quality is humidity, it affects the service life of all pipeline units and metering devices, the initial supply of gas and the final receipt to the consumer. By the method of condensation and pressure drop, we create a modern system of measurement of natural gas, in particular accurate and precise determination of humidity under conditions of mechanical impurity content.

To improve information processing and data capture, a dispatching system can be developed using a radio system or a wired digital M-BUS system. This will allow you to control the status of the humidity meter and the amount of humidity in natural gas.

MOISTURE, MEASUREMENT, NATURAL GAS, MOISTURE, DISPATCHERIZATION, TEMPERATURE SENSOR, POINT OF DEW.

					МЛ ПІ 8101000	6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. НАУКОВО-ТЕХНІЧНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ ВИЗНАЧЕННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	11
1.1 Аналіз засобів та методів визначення вологості газів, що застосовуються на промисловості в Україні	11
1.1.1 Фізичні методи визначення вмісту вологи.....	15
1.1.2 Хімічні методи визначення вмісту вологи.....	16
1.1.3 Фізико-хімічні методи визначення вмісту вологи.....	19
1.1.4 Випарювально-психрометричні методи визначення вологості	22
1.1.5. Конденсаційні методи визначення температури точки роси	23
1.2 Аналіз нормативних документів щодо вимог якості природного газу	30
1.3 Висновки за першим розділом.....	34
2. РОЗРОБКА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ ТА СТРУКТУРНОЇ СХЕМ ПРИЛАДУ. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОНДЕНСАЦІЙНОГО ВОЛОГОМІРУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	36
2.1 Розробка структурної та функціональної схеми приладу	36
2.2 Математична модель конденсаційного вологоміру природного газу	39
2.3 Висновки за другим розділом.....	43
3. СИНТЕЗ І МОДЕЛЮВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ.....	44
3.1 Функціональна схема системи вимірювання визначення умов утворення твердої та рідкої фаз компонентів газу.....	44
3.2 Факторний аналіз результатів експериментальних досліджень і оцінка обмежень використовуваності методу.....	51
3.3 Визначення метрологічних характеристик вимірювача температури точки роси.....	60
3.4 Висновки до третього розділу.....	67

4. ОПТИМІЗАЦІЯ КОНДЕНСАЦІЙНОГО МЕТОДУ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	68
4.1 Аналіз способів визначення температур точки роси ологи та гідроутворення в середовищі природного газу.....	68
4.2 Розширення функціональних можливостей конденсаційного методу.....	71
4.3 Висновки до четвертого розділу.....	74
5. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ "ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ГАЗУ".....	75
5.1 Опис ідеї проекту.....	75
5.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	78
5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	82
5.4 Розробка ринкової стратегії проекту.....	85
5.5 Розробка маркетингової програми стартап-проекту.....	87
ВИСНОВКИ.....	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	92
ДОДАТКИ.....	93

ВСТУП

Розвиток галузі газу значно пов'язаний із забезпеченням якості газу, що видобувається та транспортується до споживачів. Природний газ містить велику кількість елементів та домішок, основним компонентом є ряд вуглеводнів. Усе інше – домішки, і тому для забезпечення необхідного рівня якості вміст повинен бути мінімізованим.

Найважливішим показником якості природного газу є кількість вмісту в ньому води. Дотримання потрібного значення вмісту води в газі є неможливим без автоматичного та постійного контролю на всіх пунктах його транспортування. Водночас вимірювання вологості природного газу є занадто складним процесом через наявність у складі важких вуглеводневих фракцій, технологічних та механічних домішок. У промисловості показником вологості використовують значення температури точки роси – температури, при якій розпочинається процес конденсації пари води, яка є в складі газу при сталому тиску. У більшості нормативних документах саме значення температури точки роси води є інформативним показником якості.

У більшості випадків, використання засобів визначення вологості природного газу втрачає сутність внаслідок недостовірності або низького рівня якості отриманих результатів, низької швидкодії і неможливості інтегрування засобів в загальну систему керування технологічного обладнання. Сьогодні актуальною проблемою є відсутність на підприємствах газової промисловості засобів вимірювання з можливістю визначення декількох показників якості одночасно, а саме температура початку конденсації компонентів газу та температура початку утворення сполук з кристалічною структурою.

Таким чином, мета роботи полягає у підвищенні рівня вимірювань природного газу, створення сучасної вимірювальної системи, зокрема забезпечувати точне та прецизійне визначення вологості за умов вмісту домішок у складі.

					МЛ ПІ 81 01 000	9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для досягнення мети було поставлено такі задачі:

- 1) аналізування засобів і методів визначення вологості газу;
- 2) визначити та дослідити чинники, що сприяють процесу конденсації та кристалізації компонентів природного газу;
- 3) дослідження методу зміни перепаду тисків для температури кристалізації та конденсації компонентів у складі природного газу;
- 4) розробити математичну модель вологоміру природного газу;
- 5) розробити схему і зразки для досліду вимірювачів температури точки роси, і гідратоутворення;
- 6) визначити метрологічні характеристики, обробити їх алгоритмічне і програмне забезпечення.

					МЛ ПІ 81 01 000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

РОЗДІЛ 1

1. НАУКОВО-ТЕХНІЧНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИЗНАЧЕННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Аналіз засобів та методів визначення вологості газів, що використовуються на промисловості в Україні

Основною задачею при транспортуванні природного газу є оцінювання його якості, а саме за показником вологості. Термін «якість природного газу» розуміють, як його склад та основну характеристику, а саме вміст вологи, теплотворна здатність та наявність корозійно-активних компонентів (вуглекислий газ, сірководень і т. і.). Показник якості природного газу – вміст у ньому вологи [1], тому що даний показник безпосередньо пов'язаним з можливістю його транспортування від місця видобування до кінцевого споживача [2].

Кількість вологи в природному газі безпосередньо пов'язана з режимами експлуатації нафтогазових родовищ і походженням газу. У процесі створення груп вуглеводнів переміщення бульбашок газу в надрах Землі відбувається у рідкому середовищі, у наслідку чого газ стає насиченим водою в залежності від температури і тиску на різних глибинах. У процесі видобування газу з родовищ знижується тиск у покладах – це призводить до проникнення пластових вод в них, які можуть насичувати природний газ вологою [3;4]. Так, природні гази, що видобуваються з нафтогазових родовищ, зазвичай, насичені водяною парою.

Під поняттям «вологість газу» мають на увазі кількість в ньому парів води. Однак цей термін є загальним і недостатньо конкретним, тому що для кількісної характеристики вологи точки роси використовують більш

					МЛ ПІ 81 01 000	11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конкретний термін - абсолютну вологість (відносну вологість). У газовій промисловості найважливішою ключовою характеристикою газу, що характеризує вологість і демонструє можливість ефективного транспортування, а конкретніше, без конденсації та утворення гідратів у газошляху та газових приладах, є температура точки роси вологи [5].

Волога, яка є у складі природного газу, перешкоджає його транспортуванню газошляхами [6]. Перед транспортуванням природного газу його очищують від конденсату важких вуглеводневих фракцій, вологи та механічних домішок. Навіть незначне відхилення від потрібного рівня вологості може призвести до зниження пропускної спроможності газошляхів, що є наслідком втрати газопостачання.

Транспортування не потребує повного виключення вологи з газу, але потребує підтримки температури точки роси вологи [7; 8], що не перетворює газ, за умови зниження його температури, з ненасиченого до насиченого стану, за якого можливе випадання роси (утворення вологи). Для уникнення таких процесів потрібно достовірно визначати та прогнозувати гідравлічні та теплові режими газошляхів, оптимальну вологість природного газу, що транспортується.

Параметром, що характеризує вміст вологості в природному газі, стала температура точки роси вологи. Вимірювання вологості набули широкого масштабу. Це пояснюється так, точка роси є найбільш інформативним показником конденсаційності газу за параметром якого можна без додаткових розрахунків оцінити ступінь транспортної кондиційності тільки порівнюючи його з температурами газу та газового обладнання [9].

Теоретичні досліді та лабораторні роботи зі створення методик визначення та розрахункових методів масово розпочато на початку 50-х років ХХ століття. Так кількість пару в газі в стані їхнього насичення при атмосферному тиску було запропоновано визначати з рівняння Рауля-Дальтона [10; 11], яке характеризує рівновагу в системі «газ-рідина»:

$$Y = \frac{P_n}{P}, \quad (1.1)$$

де P – загальний тиск системи; P_n – пружність парів чистого компоненту за температури насичення (МПа).

Для реальних газів вміст води при атмосферному тиску визначається як [11]:

$$Y = \frac{P_n}{P} \cdot z, \quad (1.2)$$

де z – коефіцієнтом стисливості.

Для умов, що прийняті у газопромисловості, у результаті вираження вологовмісту газу W в г/м³ [12], отримаємо

$$W = 749,4 \frac{P_n}{P - P_n}. \quad (1.3)$$

За цією формулою визначають вологість природних газів при низькому тиску або близького до атмосферного, так як однозначно визначається пружність водяної пари при даній температурі і загальному тиску системи. Але це рівняння та відповідні таблиці [12] виявились корисними лише для визначення абсолютної вологості газів, що слабо розчиняються у воді та мають 100% відносну вологість. В умовах роботи магістральних газошляхів, де природний газ знаходиться під тиском, відносна вологість, зазвичай, є невідомою, що ускладнює використання даних рівнянь для отримання результатів конденсаційності природного газу.

Абсолютна вологість природного газу залежить від температури, тиску, компонентного складу та вмісту солі у воді, що контактує з даним газом [13], ці критерії враховуються при уточненні прийнятої формули.

					МЛ ПІ 81 01 000	13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У зв'язку з цим, для визначення наявності та кількості водяної пари в газах за умов підвищеного тиску було запропоновано низку формул [13; 14; 15; 16]. Проте їх використання є обмеженим газами, яких відносна густина дорівнює 0,6. З цілю використання рівняння, Гаммершмідт ввів до його змісту коефіцієнт стисливості. Але на жаль, рівняння Гаммершмідта не стало популяризованим через невідповідності розрахункових даних щодо наявності вологи в природних газах дослідним [16].

Дослідник Одельский Е. Х. [17] запропонував аналітичне рівняння, де параметр, що враховує відхилення рівня природного газу та водяної пари від закону ідеального газу, застосовують коефіцієнт A , що отримано з порівнянь експериментальних даних для природних газів усередненого складу з відносною густиною 0,6. Розбіжність розрахованих результатів за цим рівнянням при температурі 0 °С складає 6 %, при інших температурах розбіжність не перевищує 32 % .

Для розрахунку абсолютної вологості природного газу з підвищеним тиском Коротаєв Ю. П. [18] перетворив загальноприйняту методику та запропонував її удосконалений варіант [19]. Складність використання даної методики полягає в необхідності визначення коефіцієнту стисливості водяної пари.

Найоптимальніші результати при порівнянні експериментальних та розрахованих значень абсолютної вологи природного газу можна отримати з рівняння Бюкачека Р. Ф. [19]:

$$W = A/P + B, \quad (1.4)$$

Рівняння має дві частини. Перша частина характеризує абсолютну вологість природного газу та уточнює формулу загальноприйнятого рівняння. Друга частина – коефіцієнт B , враховує зміну абсолютної вологості газу від ефекту Пойтінга. Показники коефіцієнту B було отримано Бюкачеком Р. Ф. від обробки літературних джерел та власного аналізу [20].

Розбіжність значень абсолютної вологості газу, розрахованих за цим рівнянням може становити від 3,2 % до 5,3 % за умов тиску до 700 кг/см² [20].

Така похибка визначення абсолютного вологовмісту в природному газі можлива тільки для газів, що мають відносну густину 0,6 та контактують з прісною водою [21]. Для природного газу, відносна густина якого відрізняється від 0,6, абсолютна кількість вологи визначається з більш допустимою похибкою. Незважаючи на це, таке рівняння є найдосконалішим з усіх існуючих на сьогоднішній день. Через свою універсальність дана методика масово використовується при проведенні розрахунків на вимогу нормативних документів [22].

Для розрахунку абсолютного вмісту вологи застосовують графічний метод, що було засновано на основі використання номограм [21], які побудовані на основі робіт [23; 24; 25; 48; 147]. Ця номограма і номограма, що була створена науковцями Всесоюзного науково-дослідного інституту природних газів та газових технологій (ВНДІГаз) [23], розроблені з використанням рівняння Бюкачека Р. Ф. , а також узагальнені номограми Бойда, Маккета, Макарти, Катца і Рейда [57], допустимі лише для газів, які не містять у своєму складі частки азоту, та відносна густина яких рівна 0,6.

З метою поширення області використання номограм існують допоміжні графіки для визначення коефіцієнтів на молекулярну вагу (густину) природного газу та солоність води (прісність). Графіки таких коефіцієнтів були отримані в результаті графічних залежностей Катца та Маккета [25]. Значенню абсолютного вологовмісту в газі, яке розраховане номограмою для температур менше 0 ° С, під час визначення вмісту вологи методом «точки роси» (конденсаційний метод) відповідає пружність пари охолодженої вологи. Для визначення реального вмісту вологи при такій температурі використовують коефіцієнт, що було отримано у результаті обробки експериментальних даних Селлі та Рекордом [26]. Похибка визначення

абсолютного вмісту води за номограмами для природного газу з відносною густиною 0,6 становить $\pm 10\%$.

В результаті аналізу аналітичних рівнянь та номограм найточнішими є рівняння Бюкачека Р. Ф. та номограми ВНДІГазу [27; 117], які рекомендовано застосовувати для вимірювання абсолютного вологовмісту природного газу, що знаходяться в різних температурах та тисках [28].

Проте, використання існуючих розрахункових методів є можливим лише для відомих значень вмісту води або температури насичення. Обидва показники є невідомими для природних газів, що потрапляють до газопляхів, тому для використання вже відомих методів необхідно експериментально визначати результат хоча б одного з них. Сьогодні є розробленими велика кількість експериментальних методів визначення та розрахунку параметрів вологовмісту в газах, проте область застосування таких методів має свої межі, простіше кажучи, єдиний метод визначення абсолютного вологовмісту для різних умов зараз відсутній [29].

Проблема транспортної кондиційності природних газів з огляду на можливість утворення кристалогідратів вирішують значною мірою важче тому що їх наявність у газі пов'язана з фазовими трансформаціями, складом компонентів та термодинамічними умовами природного газу. Швидке визначення реальної температури гідратуутворення в промислових умовах вирішило б проблему своєчасного вводу в газовий потік додаткової (з урахуванням вже існуючої) кількості інгібітору, яка потрібна для забезпечення безгідратного використання магістрального газопроводу. Незважаючи на кількість методів визначення умов утворення кристалогідратів, практично повністю відсутня техніка, яка б надала можливість оперативного визначення вказаних параметрів безпосередньо в промислових умовах [30; 32].

Декілька спроб створення відповідної вимірювальної техніки було зроблено під керівництвом Ткаченка М. Ф. [33; 35], що протягом останніх

років дали змогу відтворювати у вимірювачах температури початок гідратоутворення “ФОГ-1Г” [36; 38; 39].

Як вже було описано, вміст вологи в природному газі може бути виражений за допомогою достатньої кількості фізичних величин, які мають різні одиниці вимірювання [40; 41; 43]. Розглянемо ці характеристики більш детально.

Кількість вологи у природному чи будь-якому іншому газі, характеризує концентрацію вологи парової фази у системі «газ-вода». У більшості випадків, вологовміст газів описують у ваговій кількості пари вологи, що випадає на одиницю ваги сухого газу, або кількість молей пари вологи на моль сухого газу. Вологовміст газів є кількісною характеристикою і показує кількість вологи (виміряної в грамах), яку розчинено в 1 м³ вологого газу за нормальних атмосферних умов (+20 °С, 760 мм. рт. ст.). З курсу термодинаміки знаємо, що в 1 м³ газу може бути розтворено остаточно кількість вологи за таких умов. Зі зміною характеристик газової системи (температура, тиск), змінюється, послідовно, і найбільший об’єм вологи, що може бути розтвореним. Під розчиненням в газі вологи розуміють її наявність у вигляді пари, виключаючи наявність у вигляді крапель. За нормальних умов в 1 м³ природного газу густиною 0,6 кг/ м³ може бути розтворено 9,2 г вологи, а за температури 30⁰С уже 16,6 г. Маємо, з підвищенням температури розчинність вологи в газі збільшується (та навпаки). Зазвичай абсолютний вміст вологи позначається W , г/м³ чи кг/1000 м³. Окрім цього, параметри вологовмісту визначають об’ємною та (чи) масовою часткою. Часткою вологи є кількісна характеристика, що виражають в об’ємних або масових частках вологи у відношенні до об’єму чи маси газу, в якому її розтворено відповідно [46].

Вологість газу – це якісна характеристика, яка відображає пропорцію кількості вологи, що розчинено в газі до найбільшої можливої кількості за таких умов (тиск, температура), тобто рівень насиченості газу водяною парою, визначається відсотками (%).

					МЛ ПІ 8101000	17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Температура точки роси вимірюється градусами Цельсія (°C) та її значення дорівнює температурі, за якої газ досягає майбільшого насичення розчиненою в ньому вологою при такому тиску.

Серед зазначених одиниць вимірювання існує досить відомий зв'язок. Тобто, якщо термодинамічні параметри системи відомі, то інші можуть бути розрахованими. Для прикладу, температура точки роси та значення тиску газу відомі, можна розрахувати вміст вологи, вологість та масову чи об'ємну частку вологи для даного газу [47].

Діючий на сьогодні ГОСТ 20060-83 регулює наявність нижчевказаних методів визначення вмісту вологи у природному газі:

– електролітичний метод, полягає у вбиранні водяної пари з потоку досліджуваного газу частково гідратованим п'ятиокисом фосфору, водночас електролітичному розкладанні поглинутої рідини й вимірюванні величини струму електролізу. Метод застосовують для визначення вмісту водяної пари, де об'ємна частка вологи не перевищує 0,2 % і парціальна частка метанолу в парі води менша 11 %;

– методи абсорбції, що базуються на вбиранні водяної пари метанолом або діетиленгліколем і в подальшому визначені кількості води, зв'язаної метанолом або діетиленгліколем, методом газової хроматографії або титруванням розчином Карла Фішера. Метод абсорбції застосовують для визначення водяної пари, де вміст не перевищує 100 мг/м³. Під час титрування розчином Карла Фішера кількість сірчистих сполук не має перевищувати 30 мг/м³;

– метод визначення точки роси шляхом конденсації, заснований на принципі вимірювання температури, при якій на охолоджуваній поверхні відбувається конденсація вологи, яка є наявною у газі. Газ, що досліджується переміщують над конденсаційною поверхнею. Після досягнення пари води, що є в газі, температури насичення, з газу «випадає» волога і на поверхні з'являється роса. Враховуючи тиск та температуру у вимірювальній камері, при яких з'явилась роса, можна розрахувати кількість вологи в газі.

За багато років підвищення надійності вимірювальної бази та точності результатів вимірювань, що були проведені, винайдено значну кількість нових методів, що не було описано чинними нормативними документами та актами. [47; 49; 51; 52; 53; 55] (рис 1.1).

Волога – це специфічна хімічна сполука, що відрізняється від інших через свої фізичні властивості. Оцінкою відмінностей фізичних властивостей побудовано використання існуючих методів. Деякі з методів дуже складно, а в зачасту і неможливо, використовувати для визначення параметрів вологості газу [56].

Факт існування багатьох методів не вирішує проблему вимірювання параметрів вологості природних газів цілком вирішена. Більшість вже існуючих методів мають значну кількість «мінусів» або ж недоліків [57], тому вони не використовуються на практиці. Слід враховувати, що більша половина наведених методів, є розрахованими на визначення параметрів вологості в середовищі одноатомних, або чистих, газів та є дослідними зразками. Отже, для використання в промислових умовах зовсім незначна частка наведених методів знайшла застосування для вимірювання вологості в середовищі природного газу [58; 59; 60].

1.1.1 Фізичні методи визначення вмісту вологи

Визначення вологовмісту фізичними методами можна поділити на дві групи – загальнофізичні та хвильові. Хвильові – основані на поглинанні радіоактивних та електромагнітних випромінювань водяною парою [61; 63]. Ці методи мають підвищену чутливість, яка збільшується при зменшенні вологості, та відносно малу (0,5-3%) вимірювальну похибку. Складність апаратури вимірювання та використання методу тільки в чистих газах – головний недолік хвильових методів. Хвильові методи [60; 61]:

- інфрачервоний;
- ультрафіолетовий;

- оптико-акустичний;
- радіоспектрометричний;
- радіоактивний.

Методи, що застосовують загальнофізичні принципи визначення параметрів вологості газів [63; 64]:

- акустичний;
- тепловий;
- дифузійний;
- пневматичний;
- діелектричний;
- мас-спектрометричний.

1.1.2 Хімічні методи визначення вмісту вологи

Визначення вологовмісту хімічними методами в газовому середовищі мають особливості, а саме процес визначення супроводжується хімічною реакцією. Ваговий метод, який заснований на можливості більшості хімічних речовин вступати в хімічну реакцію з парами води та змінювати масу продуктів реакції, яка пропорційна масі вологи, що поглинута. Речовини, що активно реагують з парами води: окиси натрію, літію, кальцію, калію та ін. Реакція з водою - створюють гідрати окислів. Плюси такого методу заключаються в тому що є можливість пропускання газу, через поглинач із вищою швидкістю, і цим прискорювати процес вимірювання вологовмісту, що забезпечує швидке вбирання вологи хімічним поглиначем [65; 66].

Мінус методу – відсутність можливості регенерації хімічних поглиначів. Похибка цього методу вираховується похибкою вимірювання об'єму газу, його тиску та температури. Похибка досягає 1%. Ще одна можлива похибка виникає за наявності у газі кислотних компонентів, що можуть вступати в реакцію з поглиначем [67].

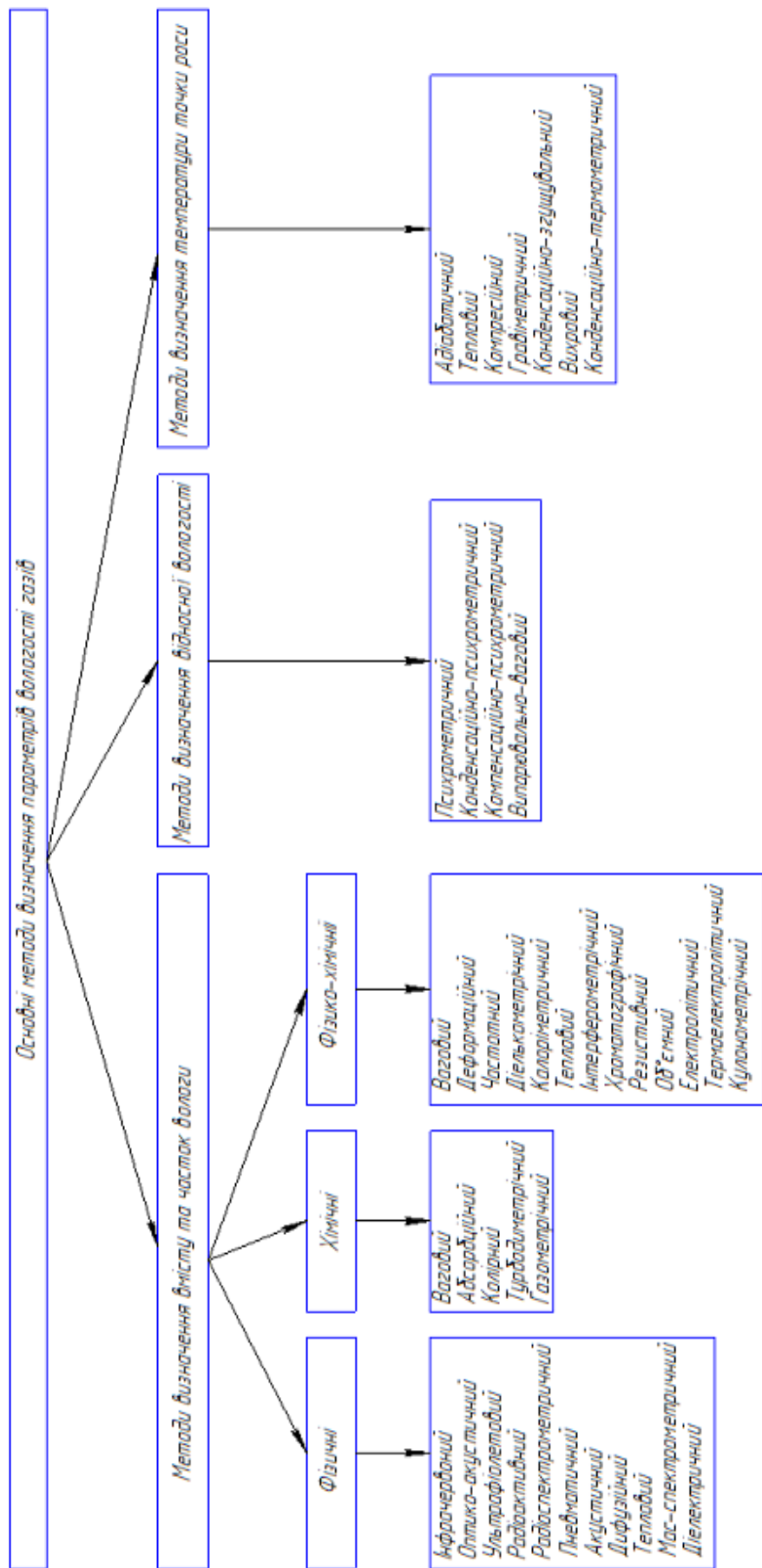


Рис. 1.1. Класифікація методів визначення параметрів вологості газів

1.1.3 Фізико-хімічні методи визначення вмісту вологи

Найпоширенішими методами визначення вологовмісту у газах є фізико-хімічні методи. Вони є дуже різноманітними за принципом дії [68; 69], а вимірювальна база, що їх виконує, має велику кількість різновидів. Основним принципом первинної дії є поглинання рідкою (абсорбція), або твердою (адсорбція) речовиною пароподібної вологи з газу є спільним для усіх методів. Тому частіше ці методи позиціонують як сорбційні. Волога, що може накопичуватись у масі активної речовини, змінює її властивості, змінення яких є пропорційним вмісту вологи в газах. Широкого застосування у промисловості здобули вимірювачі, що застосовують електролітичний метод, який заснований на зміні електричного опору плівки ненасиченого водного розчину сорбенту, який є в гідродинамічній рівновазі з газом, що було досліджено. Гігрометри, вперше почали використовувати в 1938 р. Переваги зазначеного методу полягають у простоті виконання чутливого елементу гігрометрів і низьких витрат на них. Метод має невелику інерційність та можливість виконання вимірювань при від'ємних значеннях температури, проте не нижче температури кристалізації електроліту. Певні зразки чутливих елементів, які застосовують електролітичний метод, можуть забезпечити вимірювання вологовмісту з похибкою до $\pm 1,5\%$. Чутливий елемент може бути розташований в потоці середовища. Недоліками цього методу є низька стабільність за період часу, залежність результату від температури, збільшення похибки приладу в разі довготривалого перебування чутливого елементу в середовищі з відносною вологістю 100%. Теж до «мінусів» слід віднести обмеження нижньої межі вимірювання вологовмісту, наприклад, в залежності від температури нижня межа визначення вологовмісту дорівнює 10÷15% [70; 71].

Окрім цього, використання набули такі методи:

– деформаційний або дилатометричний метод, заснований на властивості змінювати геометричні розміри деяких матеріалів при

					МЛ ПІ 81 01 000	22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поглинанні ними вологи; ваговий метод, заснований на визначенні збільшення маси сорбенту після взаємодії з газом, що аналізується;

– ваговий метод, створено на визначенні збільшення маси сорбенту після контактування з газом, що аналізується;

– деформаційний або дилатометричний метод, заснований на властивості змінювати геометричні розміри деяких матеріалів при поглинанні ними вологи;

– частотний або п'єзокварцевий метод, заснований на явищі зміни частоти коливань кварцової пластини при зміні вологості газу, що аналізується;

– сорбційно-ємнісний або діелькометричний, метод вимірювання вмісту вологи в газах, що заснований на зміні ємності електричного конденсатора з діелектриком;

– тепловий або калориметричний метод, заснований на якості деяких гігроскопічних речовин (силікагель, оксид алюмінію, цеоліти) збільшувати температуру за умови насиченні вологи парою;

– хроматографічний метод вимірювання вологовмісту, заснований на розподілі суміші газу, на окремі частки способом їх переміщення капіляром, де сорбуюча речовина вкриває поверхню тонким шаром, під час постійного процесу переміщення компонентів газу до сорбенту і назад;

– інтерферометричний метод, створено по принципу зміни товщини тонких плівок гігроскопічних матеріалів під час поглинання вологи ними;

– об'ємний метод, створений на зміні об'єму аналізованого газу, після його проходження через поглинач вологи;

– резистивний метод, базується на властивостях певних речовин (селен, вугільний пил та ін.) змінювати електричний опір залежно від кількості вологи газу;

– кулонометричний метод, базується на вбиранні водяної пари плівкою гігроскопічної речовини та одночасному електролізу увібраної вологи.

Гігрометри, що базуються на сорбційних методах, є більш простими конструктивно в порівнянні з розглянутими, але при використанні їх в роботі природного газу є деякі недоліки [73].

Перший і основний недолік – це недостатня селективність поглинаючої спроможності активної речовини первинного перетворювача по відношенню до вологи. Хоч і активна речовина первинного перетворювача вбирає більшість пари води, проте присутні технологічні домішки або складові природного газу в певній мірі можуть проникнути у склад активної речовини та призвести до похибки значення вихідного сигналу. Ця похибка важко систематизується та її майже неможливо врахувати [74].

Наступним недоліком є те, що поверхня чутливого елемента під час роботи контактує з вимірювальним середовищем, яке, зазвичай, містить у своєму складі аерозольні та механічні домішки. Якщо домішки потрапляють на робочу поверхню, то вони мають змогу накопичуватися і з часом починають перешкоджати масообміну вологи між активної речовиною та газом. У такому випадку з часом знижується чутливість первинного перетворювача. Також, складно врахувати та компенсувати похибку, що виникає при цьому [75].

Виключити виникнення подібних недоліків можна проведенням ретельного очищення досліджуваного газу, від механічних, активних компонентів та технологічних домішок, проте в такому випадку є можливість зміни складу газу. Також, до «мінусів» використання цього методу визначення вологовмісту можна віднести і той факт, що в газовій промиловості, в більшості випадків вимірювання вмісту вологи необхідно проводити за умов надлишкового тиску газу, а показники тиску у робочій камері приладів, які відтворюють метод, не може бути більше ніж 1 кг/см². Для створення робочих умов вимірювань потрібно провести зниження робочого тиску досліджуваного газу до дозволених значень для цих вимірювачів. Однак, при зниженні тиску є ризик отримати таке ж змінення складу газу та невідповідність відібраної проби досліджуваного газу.

Найбільша небезпека полягає у можливості проникнення до активної речовини складових газу, що утворились при зміні термодинамічних параметрів газу через редукування, в крапельному чи аерозольному вигляді. У наслідок, вимірювач може вийти з ладу.

1.1.4 Випарувально-психрометричні методи визначення вологості

Психрометричні методи базуються на принципі існуванні залежності швидкості випаровування з поверхні межі розподілу «вода-газ» від відносної вологості газу [76; 77]. Так як при випаровуванні межа розподілу охолоджується, то мірою інтенсивності випарювання, відповідно і вологості газу, може бути відмінність температур газу і поверхні розподілу межі середовищ. Перевагою методів є невелика похибка вимірювання (до 3 %) при плюсових температурах, невисока інерційність, відсутня необхідність калібрування засобів з використанням газових сумішей за вмістом вологи. Недоліками методів є неможливість проведення вимірювань при мінусовій температурі газу та існуванні залежності показів від швидкості протікання досліджуваного газу і його тиску. На результат психрометра впливає чистота води, яка зволожує «мокрый» термометр. Наявність залишків солі в дистильованій воді, що накопичуються на поверхні матеріалу «мокрого» термометру, має здатність значно спотворювати результати вимірювань. Перевагою методів є можливість застосування в агресивних середовищах. При таких умовах покриття «мокрого» термометра виготовляється з пористого скла. У газовій промисловості випарувально-психрометричні методи не використовуються внаслідок наявності нестабільних та високих значень тисків газу, а також необхідності проведення вимірювання за від'ємних значень температури газу [78].

Різновидами випарувально-психрометричних методів є:

– конденсаційно-психрометричний метод, заснований на зміні температури термометра, що вкритий шаром розчину гігроскопічної речовини в залежності від відносної вологості середовища;

– компенсаційно-психрометричний метод – різновид випаровувально-психрометричного методу та він заснований за тим же принципом. Однак у цьому методі розробникам вдалося уникнути деяких джерел виникнення похибки, що підвищило точність вимірювань.

У випаровувальних психрометрах, які обдуваються для підвищення чутливості і прицезійності досліджуванним газом, на «мокрый» термометр має вплив зниження температури через випаровування рідини на межі «газ-вода», з іншого боку намагання підвищити температуру такого термометру за допомогою потоку газу, який має вищу температуру. У результаті температура «мокрого» термометру значно залежна від його швидкості обдування газом, а це є головним джерелом похибки психрометрів. До того ж, між оточуючими предметами та «мокрим» термометром взаємодіє радіаційний теплообмін, що також може підвищувати його температуру до температури вимірювального газу [79].

Вміст вологи в природному газі у більшості випадків потрібно вимірювати за умов надлишкового тиску досліджуваного газу, отже, надлишковий тиск призводить до неможливості застосувань базових методів, що застосовуються для вимірювання вологості повітря.

1.1.5. Конденсаційні методи визначення температури точки роси

Всі конденсаційні методи базуються на визначенні температури точки роси вологи з газу, саме тому вони й мають відповідну назву, а різниця в них полягає у способі визначення початку моменту конденсації [80; 81]. Існують такі методи:

– ваговий метод, базується на залежності маси сконденсованої води з встановленого об'єму газу від його кількості вологи;

– тепловий метод, створено за принципом моменту початку конденсації вологи на конденсаційній поверхні зі зміною температури у результаті виділення вологи парою;

– адіабатичний метод, базується на вимірюванні тиску газу, під час початку конденсації пари вологи при адіабатичному розширенні;

– компресійний метод, базується на розрахунку найменшого надлишкового тиску газу, за якого на попередньо охолодженій конденсаційній поверхні, утворюється конденсація та підтримується рівень вологи;

– вихровий метод, створений на ефекті Ранка. Даний ефект заснований на потраплянні до циліндричного отвору стисненого газу, де відбувається перерозподіл температур газу протягом перетину за допомогою відцентрових сил. За наявності в газі пару вологи за умови охолодження волога конденсується та переходить до твердого або рідкого стану. За таких умов ефективність роботи вихрової труби знижується, а температура «холодного» газу збільшується;

– конденсаційно-термометричний метод заснований за принципом вимірювання температури конденсації і випаровування вологи на поверхні тіла, що охолоджується при утворенні рівноваги робочого тиску і тисків насиченої водяної пари газу. За температурою точки роси досягається гідродинамічний баланс між шаром конденсату вологи на поверхні охолоджуваного тіла та водяною парою вологого газу. Основна перевага приладів – незалежність температури, що вимірюється, від температури досліджуваного газу. За таких умов стає можливим встановлення вимірювачів на значній дистанції від основної магістралі з газом. Оскільки визначення точки роси зводиться до вимірювання температури, вимірювачі, що релізують цей метод мають високу точність, а для їх градуювання достатньо градуювання перетворювача температури або термометру. Область вимірювання гігрометрами від -90 до $+40$ °С. Період проведення вимірювання від 1 до 10 хвилин, похибка – від 0,2 до 2 °С. Прилади, які

					МЛ ПІ 8101000	27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використовують такий метод, мають просте конструктивне виконання та можуть бути застосовані для вимірювання великих значень тиску газу (до 250 кг/см²).

Контроль якості природного газу вмісту в його складі вологи почало розвиватися одночасно із зародженням газової промисловості в Україні, яка на той час була в складі Радянського союзу. Через відсутність вологомірів кількість вологи проводилась методом, що передбачала кілька етапів вимірювання: в хіміко-аналітичній лабораторії і на газовому об'єкті. Очевидно, що оперативність цієї методики була незадовільною. Це стримувало налагоджування постійного контролю якості у всіх необхідних випадках, а сам контроль мав здебільш технологічний характер. Іншими словами, якість газу за таким показником як вологість, була зорієнтована для виконання технологічних потреб підприємства, а потреби споживачів враховувалися за умови співпадання з інтересами підприємства [82].

Проблему оперативного і достовірного контролю якісних показників газу, а саме вологості, вирішити без інструментального забезпечення було неможливо, тому з другої половині XX століття було розпочато період розробки бази приладної вологометрії. Закупки іноземних вологомірів не були успішними через їх ненадійну роботу, зумовлену недостатнім рівнем підготовки газу на підприємствах, вмісту в ньому діетиленгліколю та метанолу в паровому і крапельному вигляді. Не досягли успіху і спроби застосування у газовій промисловості існуючих вітчизняних вологомірів, що використовувалися в інших галузях народного господарства. Через це в першій половині 70-х років Мінгазпром прийняло рішення щодо розробки для газової промисловості приладів, що могли б відповідати жорстким умовам використання на підприємствах, силами галузевих організацій. Початок проектування вологомірів почали у УкрНДІгазі та ВНДІГазі, в яких на той період було накопичено достатньо досвіду в цій галузі. З часом до роботи приєдналися науковці з інших відомств та міністерств.

					МЛ ПІ 8101000	28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перші вимірювачі вологовмісту, які були застосовані на виробництві, стали ТТР-8, «Роса-1» та «Харьков-1», створені у УкрНДІгазі [83]. Пристрої вимірювання волого інших розробників виявились малоефективними для масового застосування в системі газової промисловості через ті ж причини, що і їх зарубіжні аналоги [83].

На початку 80-х років ХХ століття на зміну технічно застарілим приладам в УкрНДІгазі було розроблено новий вологомір «Харьков-2», який зберігав усі переваги своїх попередників та вигідно відрізнявся від них своїми конструктивними та ергономічними характеристиками. Цей прилад вимірювальної техніки на той час набув максимальної розповсюдженості порівняно з іншими.

У кінці ХХ століття на об'єктах газової промисловості почали створюватися нові розробки приладів вимірювання температури точки роси, які дуже відрізнялися від своїх попередників і мали здатність автоматично виконувати вимірювання та приєднуватися до автоматизованих систем керування (АСК). Основними приладами, що проходили випробування, були такі прилади як модель 241 фірми «Бовар Вестерн Рисорч», прилад фірми «Гігролог», «Дьюскоп», прилади «Chandler», «Сергє Шлюмберже», «ТОРОС». Проте велика кількість використовувала конденсаційний метод у звичному варіанті, тому і мала характерні для цієї реалізації недоліки. Першими відійшли від звичної реалізації конденсаційного методу конструктори УкрНДІгазу під час створення вологоміру типу «Харьков», у яких конденсаційний метод було реалізовано у статичному режимі, що дало можливість застосовувати дані прилади у складних промислових умовах і призвело до широкого розповсюдження цієї серії приладів [84].

Зараз з цим на об'єктах газової промисловості експлуатується достатньо широкий спектр вологомірів, однак як і раніше не всі з них можуть забезпечити проведення вимірювань з достатньою надійністю та точністю [85].

Протягом експлуатації приладів, що базуються на різних методах, було зібрано достатньо даних для проведення аналізу працездатності різних приладів і створення висновків про потребу використання кожного з методів визначення вмісту вологи в природному газі на різних об'єктах газової промисловості України.

Також випробовувалися та використовувалися на виробництвах прилади, де первинним принципом виділення сигналу або інформації є фізичний процес вибіркового поглинання складових, що входять в склад природних газів твердою або рідкою речовиною чутливого елементу первинного перетворювача.

Прикладом таких вологомірів є «Аметек-5000». Він використовувався на УМГ «Львівтрансгаз», ПСГ «Ходовичі» та КС «Ковель». У результаті було відзначено, що цей прилад стабільно занижував значення вимірної температури точки роси на 8 °С та реагував на зміну вологовмісту синхронно з контрольним засобом вимірювання.

Основною складовою сорбційних приладів є чутливі елементи, у яких використовуються принцип сорбції. У залежності від кількості вологи в досліджуваному газі, який пропускають через робочу камеру приладу, були помічені зміни характеристики чутливого елементу. У результаті аналізу дії таких вологомірів було визначено наступні недоліки:

– прилади вимірюють об'ємну або масову кількість вологи в газах, однак для визначення умов існування однофазної системи цікавить не кількість вологи у газі, а температура точки роси вологи, що визначає певні температурні границі, за якими здійснюється однофазний рух газу газотранспортною системою при певному тиску;

– зазвичай, дані прилади вимірювання вологи експлуатуються за умов невеликих значень надлишкового тиску газу, що досліджується (до 0,5 кг/см²), а це зумовлює необхідність його редукування, тобто пониження тиску газу, який досліджується перед його безпосередньою подачею до вимірювальної камери приладу;

					МЛ ПІ 8101000	30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– сорбційні прилади, зазвичай, вимірюють вміст тільки одного компонента в досліджуваному газі (вуглеводні, вологість, спирти тощо);

– при роботі в середовищі природного газу чутливий елемент датчика може у певних випадках з часом вкриватися плівкою технологічних домішок (ДЕГи, важкі вуглеводні, метанол), які у більшості випадків є наявними в природному газі. Протягом роботи чутливість первинного датчика приладу може бути змінена на невизначене значення.

На разі масового використання набули вологоміри, що використовують конденсаційний метод вимірювання. Використання приладів, з конденсаційним методом, було зумовлено їх більшою здатністю визначати параметри вологості природного газу в умовах промисловості. Саме ці прилади надають змогу визначати температуру точки роси води, а конкретно такий параметр насамперед необхідний для визначення транспортної конденсаційності природного газу. Вологоміри конденсаційного методу, крім експлуатаційних та конструктивних переваг мають основну перевагу – дають можливість виконати пряме вимірювання параметру вологості газу, який можна застосовувати без додаткових розрахунків, таким чином позбавлятися методичної складової загальної похибки отриманих результатів. Також застосування конденсаційного методу суттєво дозволяє визначати температуру точки роси кількох компонентів природного газу (важких вуглеводнів, води) одночасно і визначати температуру початку утворення газових гідратів [86].

Вологоміри, що базуються на конденсаційному методі, є найвдалішими для його використання в умовах промислу, за потреби визначення параметрів вологості природного газу.

1.2 Нормативні документи та вимоги до якості природного газу

Важливу роль в контролі вологовмісту у природному газі посідає створення документів методичного і нормативного характеру, які регулюють процес проведення вимірювання та контролю вологовмісту в газах, регламентують науково обґрунтовані норми для значень якісних показників газу.

У довіднику «Справочник по транспорту горючих газов» при обговоренні проблем експлуатації магістральних газопроводів описується, що в число основних показників конденсаційності природного газу входить наявність конденсату важких вуглеводневих фракцій та вологи в ньому [87].

У 1962 році Ходановичем І. Є. [88], а в 1964 році ним та співавторами були конкретизовані вимоги до якості природного газу, що підготовлюється до транспортування на далекі відстані магістральними газошляхами [88].

Згодом, ці вимоги стали основою для створення ВНДІГазом проектної роботи «Временных технических условий (ВТУ) на природные и попутные газы», де було запропоновано найважливіші параметри, які регламентують якість газу, що транспортується [89]:

– точка роси вологи – показник, що характеризує міру вологості газу і до певної міри задає умови безгідратного транспортування природного газу. Збереження встановлених значень температури точки роси дає високу надійність роботи засобів автоматизації та зниження процесу корозії газопроводів, технологічного устаткування та компресорних станцій;

– точка роси вуглеводнів – показник, що характеризує вимоги транспортування вуглеводневого газу в однофазному стані, що підвищує продуктивність газошляху, встановлює верхню межу вилучення конденсату з газу на підприємствах.

Встановлення граничних меж вмісту компонентів, що визначають транспортну конденсаційність газу за параметрами кількісної оцінки вологи, вуглеводнів та кристалогідратів пов'язано зі значними проблемами, через

					МЛ ПІ 81 01 000	32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

умови їх конденсації та утворення пов'язані з фазовими перетвореннями, що зумовлені складом природного газу та термодинамічних умов його транспортування [89].

Від підготовки природних газів на підприємствах залежить подальше транспортування газу і кореляційність фізико-хімічних показників газу відповідно до вимог його споживчої цінності відповідно до потреб різноманітних категорій споживачів. Тому нормативні вимоги, що встановлюють рівень підготовки якості газу і визначають значення його показників якості, мають враховувати такі аспекти:

- складові газу не повинні впливати на виникнення корозії газового устаткування, контрольно-вимірювальних, трубопроводів приладів тощо;
- під час транспортування газопляхами газ повинен знаходитись в однофазному стані;
- відповідно, споживчі властивості газу повинні впливати на забезпечення його ефективного і безпечного використання.

Мета визначення нормативних значень фізико-хімічних показників газу, який призначений для промислового і комунально-побутового використання, це забезпечення якості у кінцевого споживача. Безпосередньо, потрібно враховувати вимоги безпеки під час використання газу та дотримання санітарно-гігієнічних норм під час його споживання [89]. Основними показниками якості газу є теплотворна здатність, а також наявність у ньому корозійно-активних компонентів та домішок твердого стану. Також на вимогу документів мають бути відсутніми рідкі фази води та вуглеводневих фракцій [89].

Особливе значення на етапі підготовки газу приділяється точці роси вологи, так як вміст вологи в трубопроводі створює умови для створення гідратів та для корозії приладів. У результаті цього газ, що подається до газопроводу для транспортування, повинен бути осушеним до стану, при якому в газопроводі під час транспортування газу до кінцевого споживача волога, що є присутньою в газі в пароподібному стані, не буде

трансформуватись до рідкого стану. Забезпечення таких умов визначається значенням температури точки роси вологи, що зумовлює мінімальну можливу температуру рівноважного стану «газ-волога». Не менш важливим показником є температура точки роси вуглеводнів, значення якої демонструє ступінь вилучення важких вуглеводневих фракцій із газу й забезпечується транспортування газу без утворення конденсату вуглеводневів [88].

Збереження значення температури точки роси до умовного тиску є важливим під час транспортування, тому що велика частина вітчизняних родовищ нині є на завершальній стадії експлуатації і видобування природного газу проводиться при низьких тисках. При цьому не менш важливим є питання обґрунтування показників умовного тиску порівняння, адже надмірно жорсткі вимоги до температури точки роси вологи призводить до зайвих витрат на осушування газу. Ця проблема була опрацьована під час розробки технічних умов природного газу, що подається до магістральних газошляхів [89].

Методологічний підхід під час встановлення нормативного показника температури точки роси вологи базується на міркуванні, що нормативне значення такого показника повинно виправдовуватися технологічно та економічно. Осушення газу є затратним процесом, для досягнення найнижчого значення вмісту вологи витрачається багато фінансових ресурсів. Очищення газу від крапельної вологи потребує лише сепарації, а для вилучення парової вологи потрібно додатково охолоджувати газ, використовувати абсорбенти, адсорбенти тощо.

Певні стандарти якості природного газу встановлюються для використання його у вигляді автомобільного палива з газопаливною системою. Нормативні значення показників якості такого газу встановлені відповідними документами, відповідно до яких вологовміст газу не може бути більше $0,009 \text{ г/м}^3$, а це відповідає точці роси $-30 \text{ }^\circ\text{C}$ при тиску 200 кг/см^2 , чи $-60 \text{ }^\circ\text{C}$ при атмосферному тиску. Для досягнення цих значень

додатково проводиться осушування газу на автомобільних газонаповнювальних компресорних станціях (АГНКС) [90].

1.3 Висновки за першим розділом

Методи визначення параметрів вологості природного газу, що існують на сьогодні, як показник його якості та стан їх реалізації в технічних засобах не гарантують точності, що потрібна під час проведення досліджень в автоматичному режимі через вплив на результати дослідження різних домішок, що входять до складу природного газу.

У результаті аналізу стану забезпечення визначення параметрів вологості природного газу виявлено, що у газопромисловій практиці, як показник вологості газу, використовують значення температури точки роси вологи. Нормативними документами, найчастіше, регламентуються саме значення температури точки роси вологи через їх найбільшу інформативність, окрім, у результаті використання вимірювальних приладів на підприємствах, конденсаційний метод є найефективнішим.

Актуальність проведення досліджень сформовано через потребу у новому методі ідентифікації конденсованих складових застосованого в сучасній системі вимірювання, що буде здатна оброблювати в автоматичному режимі при умові присутності в складі природного газу технологічних домішок.

					МЛ ПІ 81 01 000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

2. РОЗРОБКА ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ ТА СТРУКТУРНОЇ СХЕМ ПРИЛАДУ. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ КОНДЕНСАЦІЙНОГО ВОЛОГОМІРУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1 Розробка структурної та функціональної схем приладу

Структурна схема приладу складається із основних елементів таких, як датчик вологості та датчик температури (рис.2.1.1). Досліджуваний газ проходить крізь лічильник до якого під'єднано трубопровід, луч світла подається на металеве дзеркало і відбивається до приймача світла. Вологомір має вбудований датчик температури, який має термоізоляцію для збереження температури.

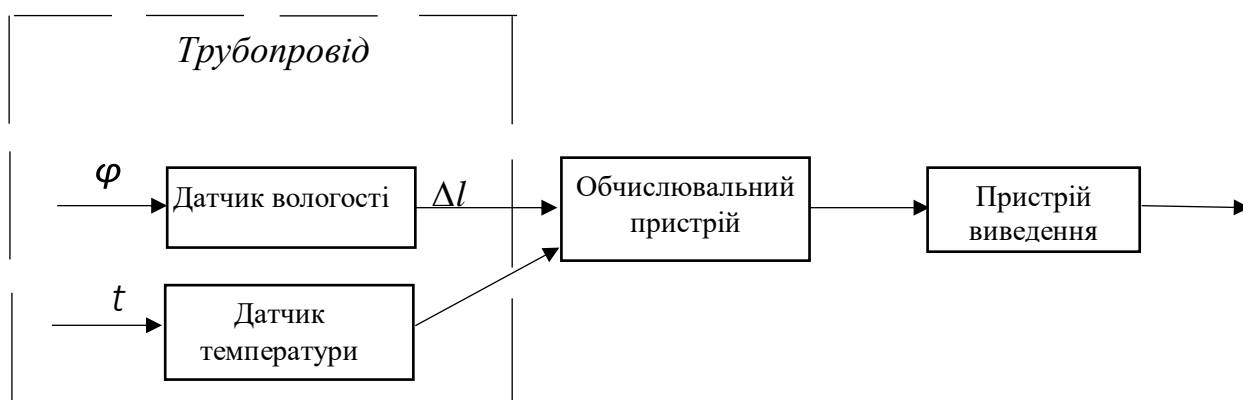


Рис. 2.1 Структурна схема вологоміра

Метод точки роси передбачає охолодження випробуваного газу до настання насичення, тобто до точки роси. Методом точки роси можна вимірювати вологість газу при будь-яких тисках.

При постійному тиску точка роси не залежить від температури досліджуваного газу. Для визначення моменту настання точки роси зазвичай використовують охолоджуване металеве дзеркало, температуру якого в момент випадання на ньому конденсату фіксують як точку роси. Робоча поверхня дзеркала повинна бути знежирена. При наявності в досліджуваному газі пилу, масел, важких вуглеводнів і інших забруднень необхідно

передбачити автоматичне очищення поверхні дзеркала перед кожним вимірюванням.

В автоматичних приладах появу точки роси на дзеркальній поверхні визначається зазвичай з ослаблення світлового потоку, відбитого від дзеркала і сприйманого фотоприймачем (Рис.2.2).

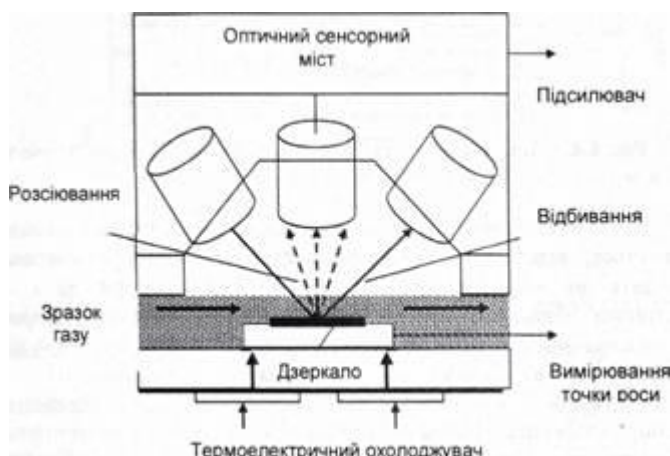


Рис.2.2 Функціональна схема гігрометра

Перевагами такого типу конструкцій перетворювачів вологості є значно менші геометричні розміри, менша чутливість до забруднення досліджуваного газового середовища і спектрального складу випромінювання. Прикладом реалізації описаного методу вимірювання вологості є конструкція оптичного перетворювача вологості газів, що показана на рис. 2.3 [90].

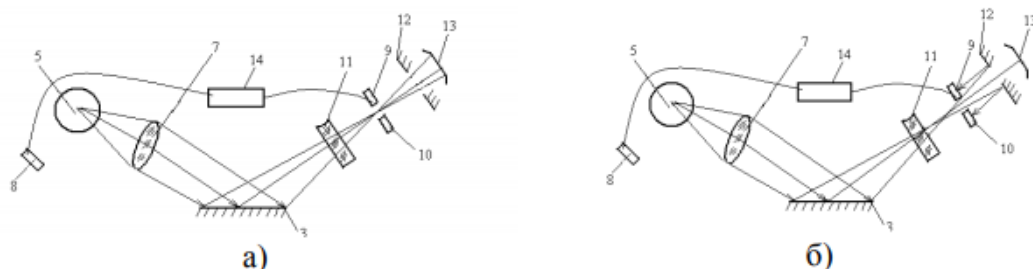


Рис. 2.3 – Проходження променів світла в оптичній схемі перетворювача вологості: а) – при відсутності конденсату на дзеркалі; б) – при наявності конденсату на дзеркалі

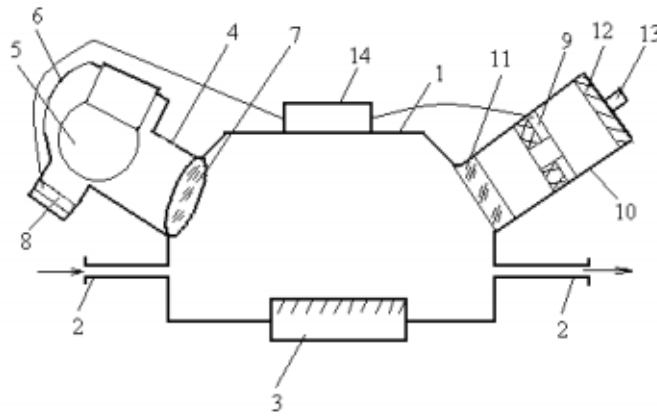


Рис.2.4 – Конденсаційний гігрометр

Принцип роботи приладу на рис. 2.4 полягає у тому, що газ подається під надлишковим тиском у вимірювальну камеру 1. До моменту випадання конденсату (див. рис. 2.3а) на охолоджуваному дзеркалі 3, світловий потік, який формується освітлювальною лампою 5 і об'єктивом 7, відбиваючись від поверхні охолоджуваного дзеркала 3, проходить крізь отвір фотоприймача 9 і потрапляє у світлову пастку 13. Через те, що світлова пастка 13 має ламану поверхню, в ній відбувається повне гасіння світлового потоку. На фотоприймач відбитого світлового потоку 9 випромінювання при цьому не потрапляє. При випаданні конденсату на поверхні охолоджуваного дзеркала 3 змінюються умови відбиття випромінювання (див. рис. 2.3б). При цьому світловий потік частково потрапляє на дзеркало 12 і, відбившись від нього, потрапляє на фотоприймач відбитого світлового потоку 9. Електричні сигнали від фотоприймача 8, який міститься в тубусі 4 вузла освітлювача, і фотоприймача відбитого світлового потоку 9 порівнюються у блоці порівняння електричних сигналів від фотоприймачів 14. Різке зменшення різниці цих сигналів характеризує момент випадання конденсату на поверхні охолоджуваного дзеркала [90].

2.2 Математична модель конденсаційного вологоміру природного газу

При визначенні кількості природного газу на газовидобувних промислах і подачі його в транспортувальну систему чи систему споживання стоїть питання сушіння газу.

Чи сухий газ можна визначити за показниками вмісту в ньому вологості. Зазвичай розрізняють відносну φ та абсолютну f вологості газу. Однак, сухість газу визначається і на основі вимірної температури точки роси t_p по воді.

Природний газ вважається сухим, якщо його відносна вологість не перевищує 10% ($\varphi \leq 0,1$).

Волога в газі під час його транспортування призводить до утворення твердих гідратних наростів на стінках з внутрішнього боку трубопроводів, а це збільшує коефіцієнт гідравлічного опору, що впливає на зменшення пропускної здатності трубопроводу, а також деформує покази лічильників і витратомірів при визначенні кількості газу. Графік на якому залежно залежність абсолютної вологості f в г/м^3 від температури точки роси t_p в $^{\circ}\text{C}$ для різних значень абсолютного тиску газу наведений на Рис. 2.5.

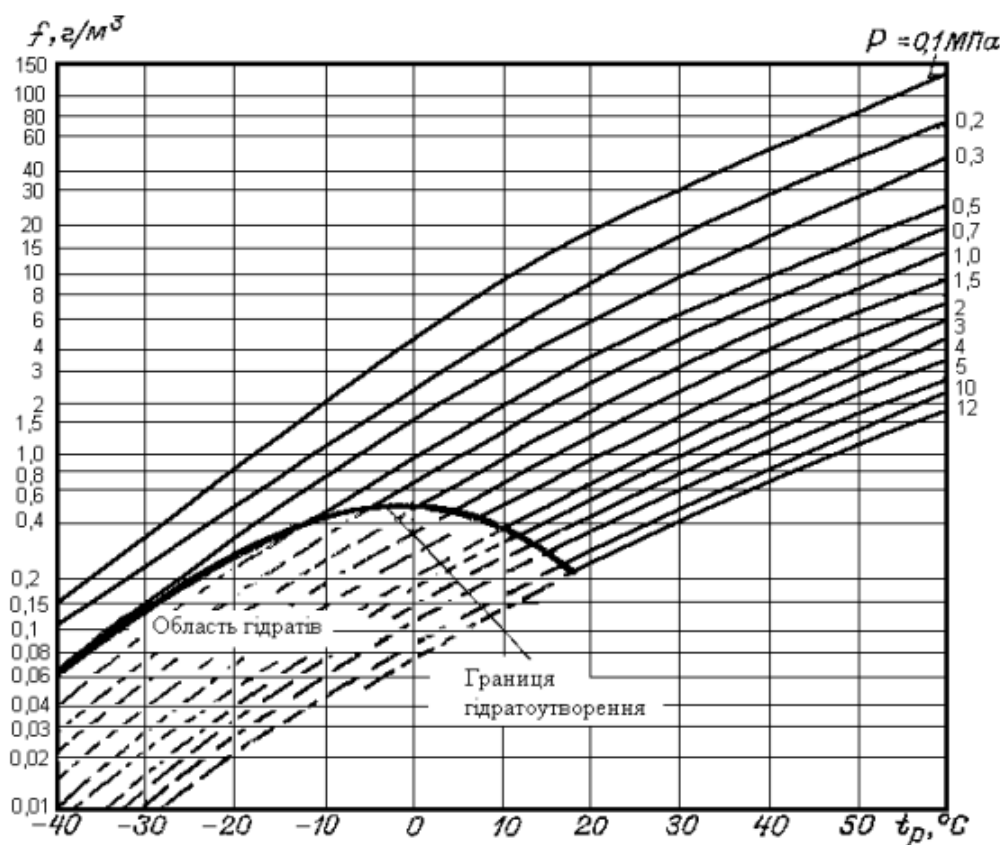


Рис. 2.5 Залежність абсолютної вологості природного газу

Технічними засобами вимірювання відносної вологості природного газу широкого використання стали гігрометри різних типів з діапазоном від 5% до 100% і робочими температурами від -600°C до $+60^{\circ}\text{C}$ з гранично допустимою абсолютною похибкою $\Delta\varphi$ від 1 до 15% [90]. За наявності у природному газі метанолу чи гліколів як рідкого сорбенту, який застосовують для сушіння вологого газу, то такий метод дозволяє нам визначати температуру точки роси t_p метанолу чи гліколю разом із водою. Під час сушіння потрібно безпосередньо контролювати наявність метанолу чи ДЕГів і вимірювати вміст даних речовин у газі. При наявності інформації про вмісту метанолу і гліколів в газі є можливість вводити поправки на встановлення температури точки роси t_p по воді, яка наразі є дійсною.

Конденсаційний метод вимірювання демонструє t_p різницю $\Delta t = t_k - t_v$ температур конденсації та випаровування при визначення температури t_p повинна бути меншою за 2°C при використанні автоматичних вторинних

вимірювальних приладів і 4 °С – при ручному управлінні в процесі вимірювання tp .

Якщо температура точки роси tp_v за вуглеводами є нижчою за tp по воді, тоді унікається питання попереднього видалення із природного газу можливої кількості вуглеводнів.

Нижче продемонстровано методику визначення вологості газу за tp по воді, сутність якої полягає в наступному:

- 1) вимірюємо температуру газу і абсолютний тиск відповідно t і P ;
- 2) з використанням показника t газу можемо розраховувати відповідно до формул густину і тиск насичених водяних парів у газі відповідно ρ_{np} і P_{np} ;
- 3) визначаємо температуру точки роси tp по воді;
- 4) використовуючи залежності $A = f(tp)$ і $B = f(tp)$ для знайденої температури tp , розраховують коефіцієнти A і B ;
- 5) за формулою

$$f = \left(\frac{A \cdot 101,325}{P} + B \right) \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

знаходимо концентрацію водяного пару в природному газі за умови абсолютного тиску P газу в кПа та базових умов вимірювання ($T_c = 293,13$ К і $P_c = 101,324$ Па);

б) з врахуванням виміряної з обчислювачем кількості газу F_Σ в одиницях об'єму, які було приведено до базових умов дослідження, визначаємо масу водяної пари у кількості газу F_Σ наступним чином:

$$F_{BP}^M = F_\Sigma \cdot f, \quad (2.2)$$

або об'єм водяних парів

$$F_{BP}^O = \frac{F_\Sigma \cdot f}{\rho_{np}}; \quad (2.3)$$

7) відносну вологість природного газу розраховуюмо за таким відношенням:

$$\varphi = \frac{F_{\text{ВП}}^O}{F_{\Sigma}} \cdot 100\%. \quad (2.4)$$

Також приведемо приклад з розрахунку відносної вологості природного газу з використанням таких даних:

$P = 4$ МПа - абсолютний тиск газу, температура газу $t = 0$ °С, температура точки роси по воді $t_p = -20$ °С, кількість газу $F_{\Sigma} = 50000$ м³.

Розраховані значення параметрів:

$A = 0,9600$ г/м³; $B = 0,0134$ г/м³ густина насиченої водяної пари при температурі $t=0$ °С $\rho_{\text{нп}} = 0,004813$ кг/м³, вміст водяних парів у газі при абсолютному тиску P : $f = 0,037717$ г/м³, маса водяного пару в газі $F_{\text{ВП}}^M = 1,8859$ кг, об'єм водяної пари в газі $F_{\text{ВП}}^O = 389,09$ м³, відносна вологість природного газу $\varphi = 0,78$ %.

Відповідно до цих розрахунків природний газ є сухим, тому що $\varphi < 10\%$.

2.3 Висновки за другим розділом

В другому розділі було відображено функціональну та структурну схему конденсаційного вологоміру газу. Описаний принцип роботи конденсаційного методу для даного вологоміру. Описана математична модель та приклад розв'язання цієї задачі.

3. СИНТЕЗ І МОДЕЛЮВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ

3.1 Функціональна схема системи вимірювання визначення умов утворення твердої та рідкої фаз компонентів газу

Функціями створеної вимірювальної системи є встановлення умов, а саме кристалізації, температури та конденсації компонентів природного газу. Окрім цього для впровадження вимог, які встановлені для сучасної вимірювальної системи, вона впроваджує функції зі збереження та обміну даними з технологічним обладнанням та устаткуванням, що використовують на промисловості газу. Отже, встановлена вимірювальна система автоматично впроваджує такі функції:

1. Візуалізацію визначених даних.
2. Встановлення умов конденсації:
 - вуглеводневих компонентів;
 - вологи;
 - багатоатомних та одноатомних спиртів
3. Збереження визначених даних.
4. Встановлення умов утворення:
 - криги;
 - кристалогідратів.
5. Передавання даних до виконуючих пристроїв.
6. Перегляд і сортування збережених даних.

Використання вимірювальної системи, що забезпечує передачу даних про вимірювання, які було проведено на незначну дистанцію застосовується тоді, коли існує обмеження доступу до вимірювачів температури точки роси.

Зазвичай вимірювальна система з подібною комплектацією використовується з метою передавання даних про проведені дослідження до диспетчерського пульта, що знаходиться не далеко і передані дані

					МЛ ПІ 8101000	43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зберігаються у звітах за добу. Інформаційно-вимірjuвальної у такій комплектації складається з наступних елементів (рис.3.1):

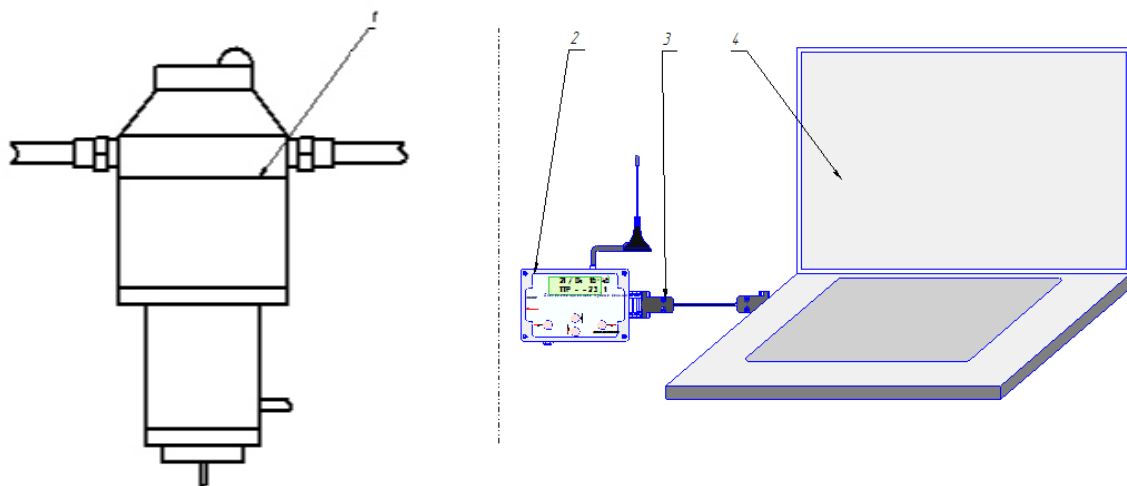


Рис. 3.1 Складові вимірjuвальної системи на невеликі відстані

- 1 – вологомір;
- 2 – блок прийому даних;
- 3 – перетворювач сигналу RS 485;
- 4 – пристрій або система прийому даних, наприклад, ПК.

Цікавішим є реалізація системи вимірювання, яка забезпечує передачу даних на великі відстані, а також має можливості інтегрування в систему керування. До системи вимірювання в даній комплектації входять наступні складові (рис. 3.2):

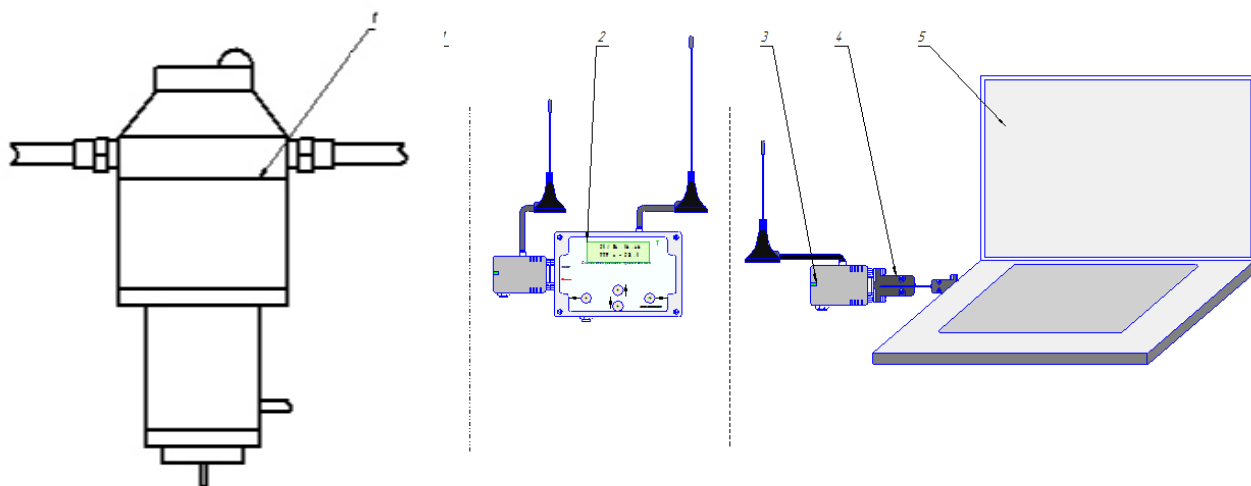


Рис. 3.2 Складові вимірювальної системи на великі відстані

- 1 – вологомір;
- 2 – блок дистанційного прийому даних;
- 3 – перетворювач сигналу RS 232;
- 4 – GSM модеми вхідної та вихідної ліній передавання даних;
- 5 – пристрій або система прийому даних, наприклад, ПК.

Подібні системи вимірювання використовуються на станціях повної підготовки природного газу. Дані передаються до диспетчерського пульта, де, вирішується чи подавати до газопроводу, залежно від його показників якості.

Вологомір газу є головною частиною вимірювальної системи, яка вимірює температуру точки роси води в природному газі. Він застосовується з метою визначення температури газу, який досліджується, за якої починає відбуватися процес конденсації або технологічних домішок чи кристалізація компонентів, що можуть бути в його складі. Також його використовують для вимірювання термодинамічних умов фазових переходів у природному газі, на газовій промисловості.

Прилад малогабаритний та автономний і може вимірювати періодичну чи безперервну дію, також призначений для використання в стаціонарному або

переносному режимах у відкритому просторі, а також у пристосованих та спеціальних приміщеннях [91].

Після виготовлення та випробування відповідних блоків було проведено тестові вимірювання, де замість газу було використано стеснене повітря. Під час роботи значення фізичних параметрів, які вимірювались системою надходили до ПК і зберігалися реєстром. Після вимірювань були створені конденсаційні криві – графіки, де зображено залежності різниці тисків між входом та виходом звужуючого пристрою від його температури (рис. 3.3, 3.4) [91-99].

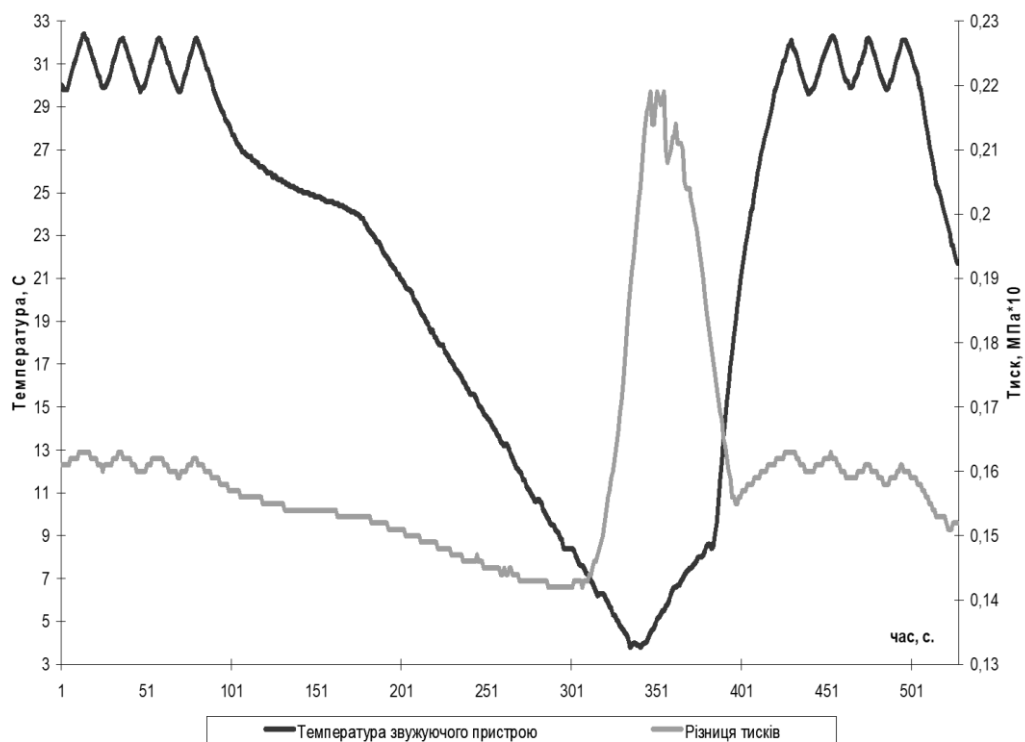


Рис. 3.3 Конденсаційна крива, яка отримана під час вимірювання температури точки роси вологи в стисненому повітрі

Під час розгляду конденсаційної кривої визначено:

– працездатність системи вимірювання дорівнює розрахунковій логіці та залежностям сформованим за розрахунковими даними;

— при проведенні вимірювань під час дослідження коли використовувалось повітря з тотожними показниками вмісту вологи, проте з більшим охолодженням звужуючого пристрою, волога, що конденсувалася трансформувалася до твердого стану;

— на графіку зображена ділянка, яка є моментом початку конденсації вологи. Під час конденсації ми бачимо поступове зростання перепаду тиску і це значення стає ближчим до розрахункового.

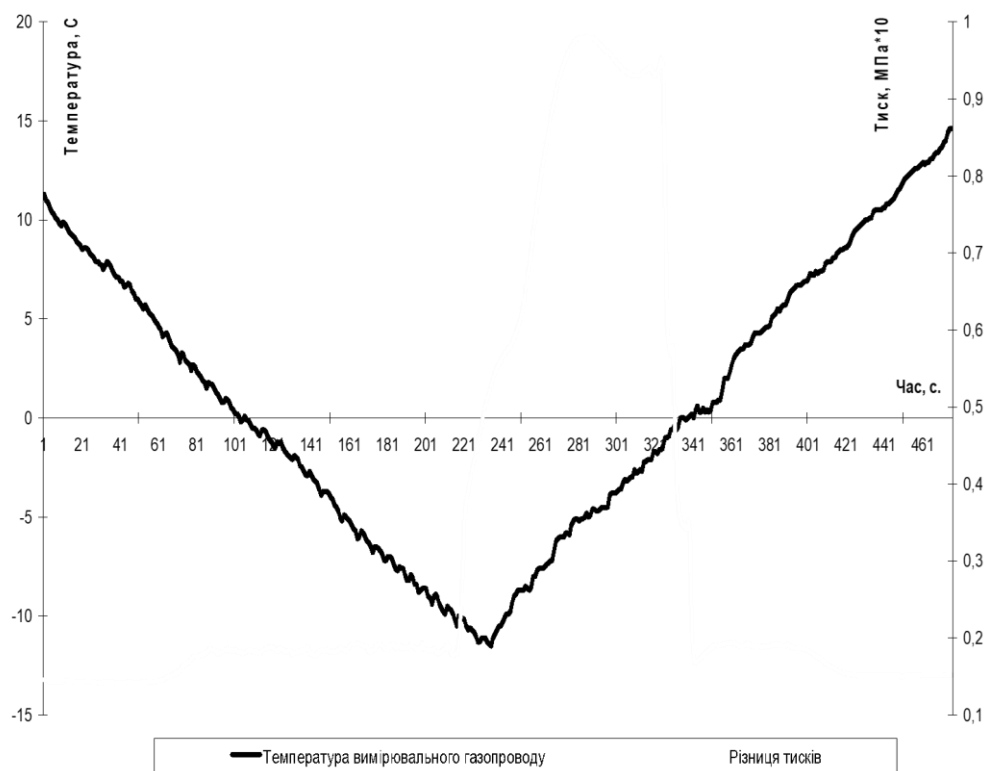


Рис. 3.4 Конденсаційна крива, яка була отримана в результаті вимірювання температури конденсації та кристалізації вологи в стисненому повітрі

Так само як і у вище зазначеному випадку конденсація розпочинається за тієї ж температури та призводить до збільшення показників різниці тисків між входом та виходом звужуючого пристрою до тих же значень.

Якщо продовжувати охолодження частини звужуючого пристрою починається кристалізація, яка чітко спостерігається при температурах нижчих за 0°C. Цей факт пояснюється можливістю переохолодження води, яка має змогу перебувати в рідкому стані [93]. Проте трансформація від твердої до рідкої фази відбувається за умови температури близької до 0°C. Це говорить нам про те, що система відображає реальні дані.

Після проведення випробувань, де використовувалось стиснене повітря з різним значенням температури конденсації вологи було проведено експертизу вибухозахищеності дослідного зразка вимірювача та продовжено дослідження вже з використанням природного газу. І за наявності в ньому складників вуглеводневого ряду, які мають температуру конденсації вищу за температуру конденсації наявної в його складі вологи, були отримані результати, що відображено на рисунку 3.5.

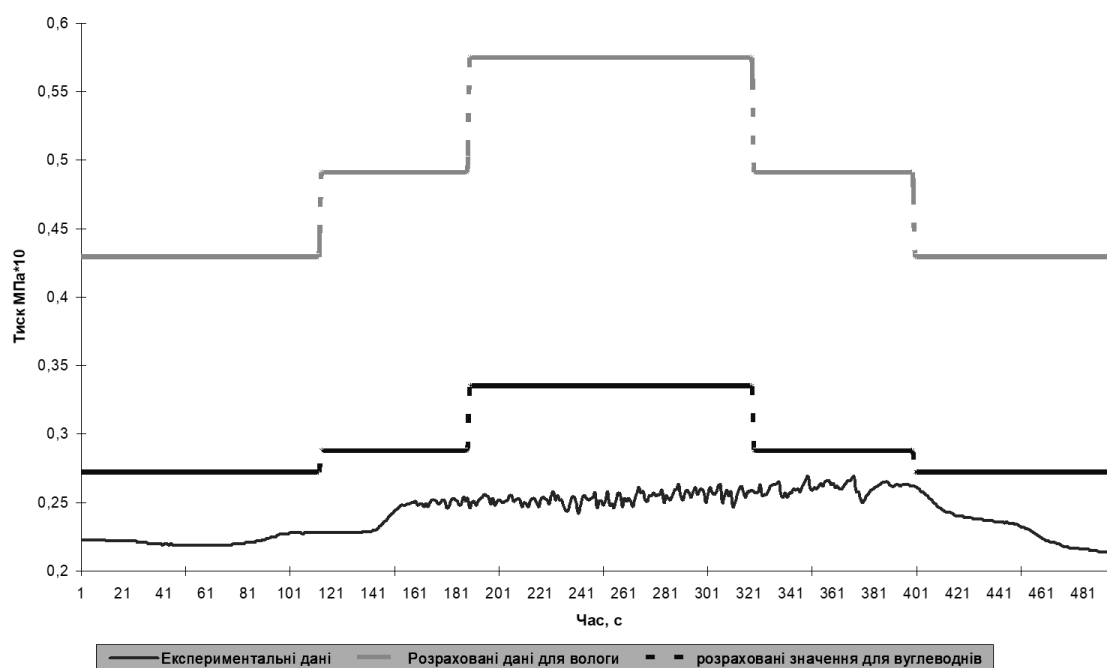


Рис. 3.5 Конденсаційна крива, яка була отримана в результаті вимірювань температури конденсації вуглеводневих компонентів та вологи

Співствлення інформації про значення різних тисків, які були отримані під час проведення попередніх розрахунків та проведених досліджень (рис. 3.6), дали нам можливість говорити про їх співпадіння. Результати, які

ми отримали під час проведення досліджень, вірізняються від розрахункових, проте присутня спільна тенденція функціонування системи вимірювання.

Також можемо зазначити, що з отриманих результатів під час установки початкового перепаду тисків відповідно до розрахункового, значення зміни різниці тисків є трохи меншими, якщо порівнювати з розрахованими. Це відбувається через безперервний рух газу вимірювальним газошляхом, а це перешкоджає накопиченню вологості та вуглеводнів, що перебувають у стані рідини, до остаточного перекриття його довільного перетину. Розрахунок значень різниці тисків між входами та виходами звужуючого пристрою було проведено через припущення умов повного заповнення довільного перетину звужуючого пристрою компонентами сконденсованими на стінках. Зважаючи на те, що чутливістю датчика є 0,001 МПа, а рівень змінення різниці тисків до 0,06 МПа, це є достатнім для його однозначного визначення з прийнятною дискретністю [94].

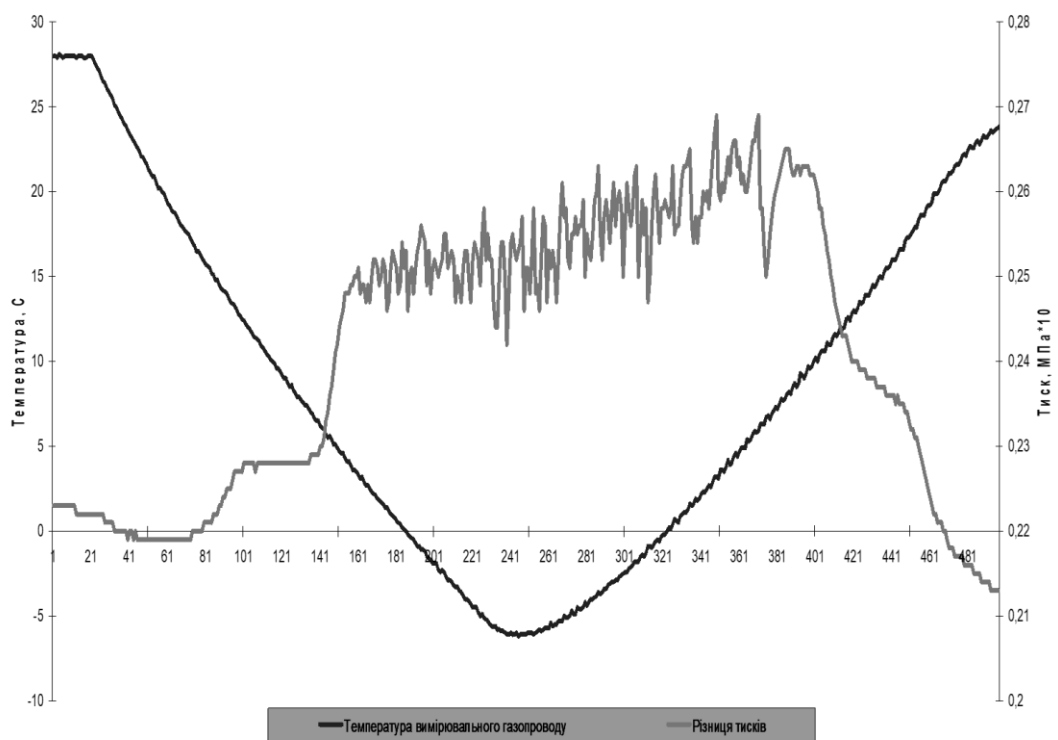


Рис. 3.6 Порівняльні значення різниці тиску, які отримані у результаті розрахунків та досліджень

3.2 Факторний аналіз результатів досліджень та оцінка обмежень використання методу

Після того, як було проведено макетні випробування та підтвердження відповідності виконання конструктивних вузлів, створено дослідний зразок системи вимірювання.

Протягом останніх років швидко поширюється сфера застосування факторного аналізу, який представляє собою специфічний розділ сучасної багатомірної математичної статистики. Очевиднішою стала загальність даного методу, він дає можливість визначати індивідуальні фактори складників. Факторний аналіз дає змогу вирішувати найрозповсюдженіше завдання наукового дослідження, а саме побудову класифікації явища, що досліджується, основою, якого є обробка великих інформаційних масивів [99].

Нехай вихідні дані $X_k(t_i)$ і $Y_k(t_i)$ записані у вигляді матриці, де індекс $(i = 1, 2, \dots, n)$ відноситься до змінної, а індекс $(k = 1, 2, \dots, m + r)$ — до кількості елементів даних. Коефіцієнт кореляції K_{ik} між i та k вираховуються за наступною формулою [42]. За умови, що всі змінні $X_k(t_i)$ і $Y_k(t_i)$ пронормувати, то матимемо матрицю Z зі стандартизованими елементами z_{ik} , а для кореляційної матриці R має місце співвідношення:

$$R = \frac{1}{n-1} ZZ'.$$
 (3.1)

Мета для кожного методу факторного аналізу – це представлення величини z_{ik} , тобто елементу матриці Z , яка матиме вигляд лінійної комбінації кількох гіпотетичних змінних. Основну модель факторного аналізу можна відобразити наступною формулою:

$$z_{ij} = a_{i1}F_{1k} + a_{i2}F_{2k} + \dots + a_{il}F_{lk},$$
 (3.2)

де $a_{il} \div a_{il}$ — невідомі постійні коефіцієнти;

$F_{1k} \div F_{lk}$ — значення факторів у k -го об'єкту.

За умови використання матричної форму запису, для усіх z_{ik} матимемо:

$$Z = A \cdot F. \quad (3.3)$$

Матриця стандартизованих змінних Z порядку $(m+r) \times n$ - це матриця вихідних даних. Матриця A порядку $l \times n$ представляє факторне відображення, де елементи матриці є факторними навантаженнями. Матриця F порядку $(m+r) \times l$ представляє значення усіх факторів об'єктів. Отже, матриця A зображує зв'язки змінних з факторами, а матриця F описує окремі об'єкти.

Підставимо (3.3) в (3.1), отримаємо:

$$R = \frac{1}{n-1} ZZ' = \frac{1}{n-1} AF(AF)' = \frac{1}{n-1} AFF'A' = A \frac{1}{n-1} FF'A'. \quad (3.4)$$

Аналогічно з формулою вираз $FF'/(n-1) = C$ є матрицею коефіцієнтів кореляції між факторами, співвідношення (3.4) має вигляд:

$$R = ACA'. \quad (3.5)$$

Введемо в рівняння умову некорельованості факторів, представимо (матрицю C у вигляді одиничної матриці), а в результаті матимемо:

$$R = ACA' = AA'. \quad (3.6)$$

Формули (3.5) та (3.6) зображують фундаментальну теорему факторного аналізу. Вона стверджує, що кореляційна матриця може бути відтворена за

допомогою факторного відображення і кореляцією між факторами [100].

Завдання факторного аналізу – визначення матриці факторного відображення A . За ортогональних факторів факторні навантаження отримують значення між -1 і $+1$. Якщо ж фактори не ортогональні, то складові мають можливість приймати більші значення. Кожен фактор характеризується стовбцем, кожна змінна – рядком матриці A . За умови, коли факторне навантаження значно більше або менше нуля, то прийнята спрощена форма запису, яка має вигляд хрестика у відповідному місці факторного відображення (рис. 3.7).



Рис. 3.7 Зображення матриці факторного відображення

Фактор є генеральним, за умови якщо всі його навантаження суттєво відрізняються від нуля, тоді це стовпчик D . Фактор називається загальним, коли принаймні хоча б два його навантаження суттєво відрізняються від нуля, тоді це стовпчики D, B, C . Ці фактори мають змогу взаємно перекриватись, тобто ті ж самі змінні дають навантаження на кілька факторів. Генеральний фактор це окремий випадком загальних факторів.

А у індивідуальних факторів суттєво відрізняється від нуля лише одне навантаження, це стовпчики $U_1 \div U_8$. Тоді ми можемо спостерігати лише характерні фактори, що представляють одну змінну.

За тим же принципом факторами можна проводити класифікацію змінних за числом досить високих навантажень. Таке число високих навантажень змінної на загальні фактори є її складністю. Для прикладу, перша змінна (рис. 3.7) має складність два, четверта змінна – три. Отже, остаточне значення у факторному відображенні відіграють загальні фактори D, B, C .

Система рівнянь, що відповідає (3.6), має лише однозначне рішення з введенням додаткових умов: сума квадратів навантажень першого фактору повинна складати максимум від повної дисперсії; сума квадратів навантажень другого фактору повинна складати максимум дисперсії, що залишилась, тобто максимізує функцію

$$S_1 = \sum_{i=1}^n a_{i1}^2 = \max, \quad (3.7)$$

при $n(n-1)/2$ незалежних одна від одної умовах $R_{ik} = a_{i1} \cdot a_{k1}$ ($i < k$).

Метод множників Лагранжа використовується для максимізації функції, яка пов'язана деякою кількістю додаткових умов. В результаті приходять до системи n однорідних рівнянь з n невідомими a_{i1} . Достатньою і необхідною умовою для існування нетривіального рішення даної системи – це рівність 0 детермінанта матриці коефіцієнтів цих рівнянь [101].

$$\begin{vmatrix} (1-\lambda) & R_{12} & \dots & R_{1n} \\ R_{21} & (1-\lambda) & \dots & R_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ R_{n1} & R_{n2} & \dots & (1-\lambda) \end{vmatrix} = 0. \quad (3.8)$$

Детермінант, записаний у вигляді (3.8), називається характеристичним, або характеристичним рівнянням. Усі n коренів даного рівняння є дійсними, тобто $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_n \geq 0$ є можливими рішеннями, що інколи збігаються.

Вирахуване значення кореня λ_l відповідає вектору рішення $(\alpha_{1l}, \dots, \alpha_{nl})$, причому $\sum_{i=1}^n \alpha_{il}^2$ є максимумом у відношенні дисперсії, що залишилась.

Система рівнянь (3.8) становить проблему власних значень дійсної симетричної матриці. У загальному вигляді вона виглядає так:

$$R\alpha_l = \lambda_l \alpha_l \text{ або } (R - \lambda_l I)\alpha_l = 0, \quad (3.9)$$

де λ_l — власні значення, що відповідають векторам α_l матриці R ; I — одинична матриця.

Той факт, що максимізація функції (3.8) призводить до стандартної проблеми власних значень, полегшує числове рішення системи рівнянь (3.6) оскільки проблема власних значень достатньо розроблена.

Відомо, що фактори F_{lk} є пропорційними власним векторам матриці R [103]. Методом нормування можна знайти шукане значення α_{il} матриці A за складовими власних векторів матриці R [104-107]:

$$\alpha_{il} = \alpha_{il} \cdot \sqrt{\lambda_l} / \sqrt{\alpha_{1l}^2 + \alpha_{2l}^2 + \dots + \alpha_{nl}^2}. \quad (3.10)$$

За результатами досліджень системи вимірювання проведено факторний аналіз метою, якого було підтвердження впливу процесу конденсації вологи на змінення різниці тисків між входом та виходом звужуючого пристрою чи пошуку іншого фактору, що міг би впливати на утворення різниці тисків.

Інформація про досліджуване явище представлена у вигляді табличних даних. У даній таблиці рядки – це множині досліджуваних об’єктів, а стовбці відповідають множині характеристик ознак, що описують дані об’єкти. Таблиця має узагальнені за середнім значенням параметри роботи вимірювальної системи впродовж одного циклу вимірювань (значення отримані з шести вимірювальних каналів) [10] :

					МЛ ПІ 8101000	54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Значення перепаду тисків між входом та виходом звужуючого пристрою ΔP , КПа.

2. Температура звужуючого пристрою $T_{кп}$, °С.

3. Температура корпусу вимірювача, що рівна температурі газу на вході пристрою $T_{г}$, °С.

4. Температура оточуючого середовища, $T_{ос}$, °С.

5. Показник струму, що споживається батареєю, $I_{б}$, мА.

6. Показник температури компенсаційного температурного каналу, $T_{к}$, °С.

Таблиця – це набір чисел і тільки після спеціального аналізу можна виявити закономірності, які було приховано набором чисел. Зв'язок факторного аналізу по вивченню індивідуальних особливостей поведінки вимірювальної системи виникла через застосування даного методу лише за умови змінних величин. Факторні методи реалізуються тоді, коли можна вловити індивідуальні розбіжності параметрів (варіацію явища, що вивчається) [104].

Отже, першочергово визначаються індивідуальні розбіжності. Мета досліджень – виявлення закономірностей, що пояснюють такі розбіжності. У порівнянні з іншими методами математичної статистики за допомогою факторного аналізу гіпотези не перевіряються, а формулюються.

Вирахувані статистичні дані для системних сигналів наведених в таблиці 3.1, представлені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для проведення факторного аналізу

№ п/п	Перепад тисків, ΔP , КПа	Температура Вимірювал ь-ного газопровод у, $T_{кп}$, °C	Темпера- тура корпусу, $T_{г}$, °C	Температу ра от. серед., $T_{ос}$, °C	Струм батареї, I_b , мА	Температур а компенсації, $T_{к}$, °C
1	114,0000	26,3142	19,1750	18,6000	0,0322	0,6124
2	114,2855	26,5285	19,1000	18,7000	5,3472	0,6374
3	114,4284	26,7857	19,0500	18,8126	11,3475	0,6250
4	114,1428	26,7714	18,9000	18,6751	19,6079	0,4622
5	112,2854	25,1571	18,8750	18,6250	44,1174	0,4000
6	110,2856	23,5428	18,8750	18,6000	50,0000	0,4501
7	109,0001	22,3714	18,9000	18,7000	56,8627	0,4628
8	108,0001	21,4428	18,9500	18,8000	62,7459	0,4750
9	107,0000	20,4000	19,0375	18,9250	69,6079	0,5000
10	105,7142	19,1571	19,0750	19,0873	75,9804	0,5500
11	104,7144	18,0714	19,2250	19,2251	82,3528	0,5372
12	104,0001	17,0857	19,3625	19,3621	88,2357	0,5124
13	102,8581	16,2285	19,4625	19,6000	95,0987	0,5629
14	102,1430	15,4285	19,6000	19,7624	100,9801	0,6129
15	101,8580	14,8142	19,7500	19,6625	107,8432	0,5624
17	100,4284	13,4428	20,0500	19,6500	120,5822	0,5628
18	100,0000	12,9000	20,2250	19,7374	126,9698	0,5872
19	99,7143	12,3857	20,4250	19,7126	133,3343	0,6500
20	99,2858	11,8000	20,6375	19,8000	139,2167	0,5874
21	99,0000	11,3000	20,7375	19,8626	146,0764	0,6500
22	98,5715	10,9142	20,9625	19,9001	152,4540	0,7258
23	98,2858	10,4571	21,2625	19,9124	158,8239	0,6621
24	98,5717	9,9857	21,4000	20,0375	165,1969	0,6373

					МЛ ПІ 81 01 000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

№ п/п	Перепад тисків, ΔР, КПа	Температура Вимірювал ь-ного газопровод у, Ткп, °С	Темпера- тура корпусу, Тг, °С	Температу ра от. серед., Тос, °С	Струм батареї, Іб, мА	Температур а компенсації, Тк, °С
25	98,4286	9,6000	21,5626	20,2250	171,5683	0,7121
26	98,0000	9,3286	21,8377	20,2000	178,4319	0,7874
27	98,4287	8,8427	22,2622	20,2124	184,3139	0,6758
28	98,7143	8,4714	22,0250	20,3750	190,6869	0,7128
29	99,4286	8,1000	21,8258	19,5500	197,0587	0,7751
30	100,5712	7,7572	21,6376	18,2629	203,4313	1,0376
31	102,0000	7,2858	21,4500	17,8879	209,8033	0,9875
32	105,1428	6,8712	21,1628	17,8376	216,6668	1,0750
33	109,4287	6,5429	20,9872	17,7626	222,5499	1,1500
34	116,2858	5,9715	20,7500	17,6502	229,4116	1,0624
35	121,7144	5,5000	20,5379	17,5501	215,6866	1,0500
36	128,7142	5,6141	20,2623	17,4874	181,8628	1,1000
37	133,4285	6,0713	20,0500	17,0628	175,4908	0,9751
38	134,1428	6,2286	19,6874	16,9378	168,6274	0,9751
39	135,2856	6,4143	19,7129	16,6000	162,7454	0,9622
40	140,8570	6,7572	19,8000	16,3250	155,8823	0,7124
41	140,5712	7,0147	20,2188	16,5500	150,0000	0,6126
42	139,7142	7,1572	20,7757	16,8001	143,1377	0,6500
43	135,1428	8,3286	20,8000	17,7124	119,1175	0,6129
44	121,4285	10,8858	20,7500	19,0126	83,3335	0,6000
45	119,5713	11,6143	20,6376	19,1376	39,2154	0,6501
46	119,1428	14,4141	20,5500	19,3129	24,3677	0,6752
47	113,5715	17,1713	20,4500	19,4124	19,9349	0,6622
48	111,7144	19,2858	20,3879	19,5000	14,7631	0,6751
					МЛ ПІ 81 01 000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		
					57	

№ п/п	Перепад тисків, ΔP , КПа	Температура Вимірювал ь-ного газопровод у, $T_{кп}$, °C	Темпера- тура корпусу, $T_{г}$, °C	Температу ра от. серед., $T_{ос}$, °C	Струм батареї, I_b , мА	Температур а компенсації, $T_{к}$, °C
49	112,5715	20,9143	20,3001	19,5123	9,5789	0,6758
50	113,4287	22,2286	20,2126	19,6374	3,1294	0,6876
51	114,1428	23,2000	20,1876	19,7255	1,7497	0,6874
52	114,4287	23,9570	20,1000	19,8250	0,0232	0,6871
53	115,0000	24,6424	20,0500	19,7250	0,1579	0,6751
54	115,2858	25,2578	19,9878	19,8124	1,9842	0,6751
55	115,7144	25,8571	19,9124	19,8750	5,8821	0,6750
56	116,1430	26,2575	19,9000	19,9250	26,4709	0,6874
57	116,7144	26,5855	19,8500	20,0000	32,8435	0,6874
58	116,8572	26,9000	19,8121	20,0500	39,2157	0,6874
59	117,4285	27,1572	19,7627	20,1250	45,5889	0,6750
60	117,2858	27,4000	19,6500	20,2874	51,9608	0,6624
61	115,7144	27,5858	19,5628	20,3500	58,3334	0,5750
62	113,7144	27,7425	19,5874	20,2129	64,7057	0,4373
63	112,5713	26,5143	19,5876	20,1000	71,0784	0,4374
64	111,4285	24,7715	19,5879	20,1879	77,4509	0,4629
65	110,5715	23,4428	19,6000	20,2500	84,3138	0,5000
66	110,1428	22,4144	19,7000	20,3379	91,7863	0,5129
67	109,4287	21,6858	19,7379	20,4500	105,4754	0,4874

Продовження таблиці 3.1

					МЛ ПІ 8101000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

знаходиться з одного боку її головної діагоналі. З іншого боку знаходяться ті ж коефіцієнти, тому що $r_{12} = r_{21}$; $r_{13} = r_{31}$ тощо. Тому вирахована кореляційна матриця, яка наведена в таблиці 4.3, симетрична [103]:

Таблиця 3.3 – Кореляційна матриця

Variable	Correlations (Книга1.sta) Marked correlations are significant at $p < N=67$ (Casewise deletion of missing data)					
	dP	Ткп	Тг	Тос	І6	Тк
dP	1,00	-0,06	-0,26	-0,67	-0,11	0,20
Ткп	-0,06	1,00	-0,67	0,53	-0,87	-0,63
Тг	-0,26	-0,67	1,00	0,05	0,62	0,52
Тос	-0,67	0,53	0,05	1,00	-0,38	-0,51
І6	-0,11	-0,87	0,62	-0,38	1,00	0,60
Тк	0,20	-0,63	0,52	-0,51	0,60	1,00

Вирахування власних векторів матриці R , власних значень, визначення статистичних параметрів, факторів отриманих значень і коефіцієнтів кореляції було проведено на ПК за допомогою MathCad [105]. В аналізі факторних навантажень є виокремлення найвагоміших факторів навантаження, показники яких є більшими за 0,7. Факторне зображення всіх рядів змінних представлено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Факторне зображення рядів змінних

Variable	Factor Loadings (Unrotated) (Книга1.sta) Extraction: Principal components (Marked loadings are > ,700000)				
	Factor 1	Factor 2	Factor 3	Factor 4	Factor 5
dP	-0,157562	-0,906537	-0,203401	0,293735	0,157422
Ткп	0,940650	-0,080647	-0,209641	-0,149487	0,111174
Тг	-0,695864	0,557395	-0,307773	0,307305	-0,073078
Тос	0,601188	0,739138	-0,193350	0,077746	0,183726
І6	-0,883352	0,233444	0,307597	-0,051946	0,252103
Тк	-0,823487	-0,100486	-0,411590	-0,374155	0,022323
Expl.Var	3,213743	1,749922	0,481452	0,351798	0,140291
Prp.Totl	0,535624	0,291654	0,080242	0,058633	0,023382

Приведене для прикладу факторне відображення зображує, що для вимірювальної системи існує п'ять основних факторів: F_1 це генеральний фактор охолодження звужуючого пристрою; F_2 це загальний фактор конденсації компонентів газу; F_3 це фактор ефективності роботи термоохолодження системи; F_4 це фактор температури газу; F_5 це фактор температури корпусу вимірювача.

Геометрична інтерпретація дає графічне представлення спільності факторів. Факторами є нормовані координатні вісі, на які «натягнуто» простір факторів [106]. За умови якщо застосувати загальну формулу визначення довжини вектору в l - мірному просторі, матимемо [102]:

$$d_i = \sqrt{\sum_{k=1}^l a_{ik}^2} = \sqrt{a_{i1}^2 + a_{i2}^2 + \dots + a_{il}^2}. \quad (3.13)$$

Таким чином, довжина вектору d_i тотожний кореню квадратному із спільності. Найбільша довжина подібного вектору становить одиниці і вказує на те, яка частка одиничної дисперсії кожної змінної є загальною з факторами, що являється графічним відображенням спільності. Кут φ між двома векторами в просторі загальних факторів є ступенем кореляції обох рядів змінних, отже маємо наступне рівняння:

$$R_{ij} = \cos \varphi_{ij} = \sum_{k=1}^l a_{ik} a_{jk} / (d_i d_j). \quad (3.14)$$

Графічне відображення спільності двох факторів F_1 і F_2 зображено на рисунку 3.8. Вектори згруповані за першим F_1 (охолодження звужуючого пристрою) і другим F_2 (конденсація компонентів газу) факторами. Кут між факторами $\varphi_{1,2} \approx \pi/2$, коефіцієнт кореляції $R_{1,2} = \cos \varphi_{1,2} \approx 0$, що відображує майже повну відсутність залежності F_1 і F_2 .

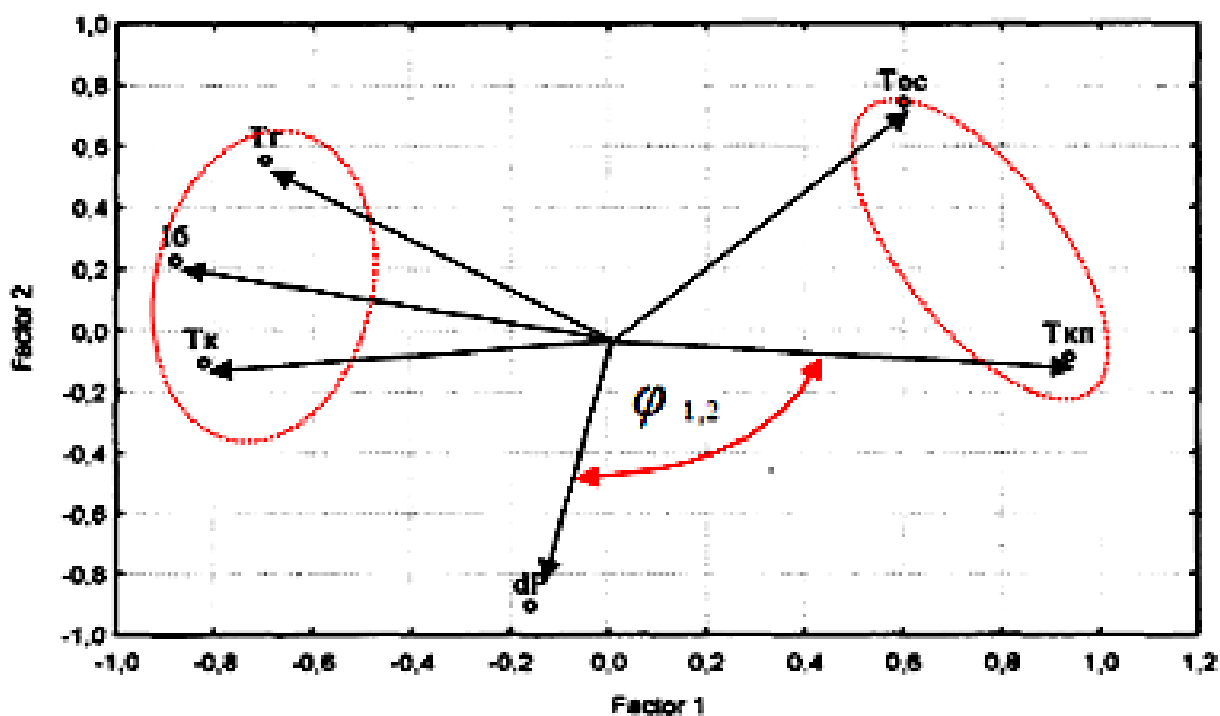


Рис. 3.8 Відображення спільності двох факторів F_1 і F_2

Протягом досліджень було виявлено, що існує дві групи факторів, які є залежними. До першої групи входять фактори T_g , I_b і T_k , які є залежними у результаті прямої залежності значення струму I_b спожитого пристроєм охолодження, «гарячий» спай якої має тепловий контакт з корпусом та підвищує його температуру T_k та температуру прямуючого каналами в середині корпусу T_g газу. Друга група залежних факторів є T_{os} і T_{kp} . Вони є залежними тому, що ефективність роботи пристрою охолодження залежна від температури навколишнього середовища та є майже протилежною температурі корпусу T_k . Під час проведення аналізу отриманих даних виявлено вплив фактору T_{kp} на dP . Ми можемо спостерігати зворотну залежність значень визначених цими факторами, проте вони не строго протилежні тому, що мають не однакові математичні залежності [111].

У результаті проведення факторного аналізу експериментальних спостережень, ми можемо підтвердити залежність змінення різниці тисків між входом та виходом звужуючого пристрою під час кристалізації або конденсації компонентів газу, який досліджується від фізичних властивостей останніх.

3.3 Визначення метрологічних характеристик складових вимірювальної системи

У результаті макетного випробування зразка і підтвердження принципової ефективності вимірювача температури точки роси, було виготовлено тестовий зразок. Мета створення дослідного зразка – це проведення випробувань у відповідному діапазоні умов роботи.

Вимірювання метрологічних характеристик тестового зразка інформаційно-вимірювальної системи для визначення температури точки роси вологи в газах проводилось на базі ТОВ «ІН-ПРЕМ». Щоб отримати проби газу з реальним значенням температури точки роси вологи застосовувався зразковий динамічний генератор вологого газу «Родник-2», до якого було підключено тестовий зразок вимірювача «iPERL» [111].

Ми отримали 5 серій вимірювань, кількість яких по серіях складала 14. Кожна з яких проводилася в одному з діапазонів температури точки роси залежно від діапазонів, що використовувались під час проведення метрологічної атестації, а найближче до точок: -20 °C, -10 °C, 0 °C, +10 °C та +20 °C. Результати вимірювань кожної серії зведені в таблицях 3.5-3.9. За допомогою використання значень температури точки роси, що були отримані за допомогою зразкового генератора вологого газу «Родник-2» як дійсні показника A та показників X_i одержаних з використанням вимірювача «iPERL» були розраховані оцінки значень Δ_i похибок [111]:

$$\Delta_i = X_i - A. \quad (3.15)$$

Об'єднані оцінки $\bar{S}^0(\Delta)$ для всіх серій вимірювань розраховали за формулою:

$$\bar{S}^0(\Delta) = \sqrt{\sum_{i=1}^n S_i^2 / \sum_{i=1}^n f_i} = \sqrt{0,028/65} = 0,02 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3.16)$$

де n – кількість серій вимірювань: $n = 18$.

Таблиця 3.5 – Результати першої серії вимірювань

№ вимірювання	$A, ^\circ\text{C}$	$X_i, ^\circ\text{C}$	$\Delta_i, ^\circ\text{C}$
1	-20,58	-21,2	-0,54
2	-20,13	-20,6	-0,39
3	-19,18	-18,7	0,38
4	-18,84	-18,7	0,24
5	-18,62	-18,8	-0,28
6	-18,56	-18,9	-0,26
7	-18,45	-18,8	-0,24
8	-17,97	-18,4	-0,35
9	-17,82	-18,5	-0,58
10	-17,76	-17,8	-0,16
11	-17,69	-18,1	-0,37
12	-17,59	-17,6	0,06
13	-17,36	-17,8	-0,40
14	-17,24	-17,7	-0,35

Таблиця 3.6 – Результати другої серії вимірювань

№ вимірювання	$A, ^\circ\text{C}$	$X_i, ^\circ\text{C}$	$\Delta_i, ^\circ\text{C}$
1	-10,63	-10,1	0,43
2	-9,86	-9,8	0,26
3	-9,02	-8,6	0,32
4	-8,73	-8,5	0,11
5	-7,87	-8,1	-0,13
6	-7,85	-8,1	-0,15
7	-7,75	-7,1	0,13
8	-6,65	-6,9	-0,15
9	-6,37	-6,4	0,02

10	-6,22	-6,6	-0,26
11	-6,13	-6,3	-0,07
12	-5,96	-6,4	-0,36
13	-5,79	-6,2	-0,36
14	-5,26	-5,3	-0,14

Таблиця 3.7 – Результати третьої серії вимірювань

№ вимірювання	$A, ^\circ\text{C}$	$X_i, ^\circ\text{C}$	$\Delta_i, ^\circ\text{C}$
1	-1,49	-0,8	0,57
2	-1,25	-1,1	0,26
3	-1,14	-0,6	0,24
4	-0,44	0,2	0,56
5	-0,43	-0,2	0,15
6	0,13	-0,2	-0,21
7	1,22	1,3	-0,01
8	1,25	1,6	0,43
9	2,93	2,6	-0,21
10	3,26	3,2	-0,16
11	3,42	3,2	-0,32
12	3,56	3,6	-0,04
13	3,93	3,7	-0,14
14	4,24	3,8	-0,36

Таблиця 3.8 – Результати четвертої серії вимірювань

№ вимірювання	$A, ^\circ\text{C}$	$X_i, ^\circ\text{C}$	$\Delta_i, ^\circ\text{C}$
1	7,99	8,3	0,31
2	8,69	9,1	0,41
3	9,53	9,8	0,27
4	9,55	10,0	0,45
5	9,84	10,1	0,26
6	10,23	10,4	0,17
7	10,76	10,5	-0,26
8	11,12	11,5	0,38
9	11,62	11,5	-0,12
10	11,81	11,9	0,09
11	11,96	12,2	0,24
12	12,13	12,1	-0,03
13	12,42	12,3	-0,12
14	13,17	13,2	0,03

Таблиця 3.9 – Результати п'ятої серії вимірювань

№ вимірювання	$A, ^\circ\text{C}$	$X_i, ^\circ\text{C}$	$\Delta_i, ^\circ\text{C}$
1	16,87	17,1	0,25
2	16,93	17,2	0,37
3	17,18	17,7	0,62
4	17,70	17,8	0,23
5	18,36	18,3	0,05
6	19,55	20,2	0,53
7	19,74	20,2	0,58
8	19,98	20,1	0,32
9	20,33	20,2	-0,21

10	20,42	20,2	-0,2
11	20,51	20,5	0,01
12	20,74	20,4	-0,24
13	20,92	20,2	-0,12
14	21,18	21,1	-0,18

Продовження таблиці 3.9

Ми обчислили вибіркові оцінки середніх значень похибки $\Delta_{\text{сер.}}$ та середні квадратичні відхилення $S(\Delta)$ для визначення характеристик випадкової складової похибки кожного ряду. Результати обчислень поміщені в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунків характеристик

Серія вимір.	Середня похибка $\Delta_{\text{сер.}}, ^\circ\text{C}$	Середньоквад- ратичне відхилення $S(\Delta)$	Кількість ступенів свободи, f
1	-0,24	0,064	13
2	-0,02	0,009	13
3	0,03	0,013	13
4	0,14	0,04	13
5	0,14	0,041	13

Для проведення оцінювання характеристик систематичної похибки відніманням від кожного результату вимірювань X , відповідного дійсного значення A , отримані вибірки оцінок похибки Δ та обчислено оцінку математичного очікування $\hat{M}(\Delta_c)$ і середнього квадратичного відхилення $S(\Delta_c)$ похибки за формулами:

$$\hat{M}(\Delta_c) = \sum_{i=1}^n \Delta_i / n, \quad (3.17)$$

$$S(\Delta_c) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta_i - \Delta_{сер.})^2 / f}, \quad (3.18)$$

де n – кількість вимірювань;

$\Delta_{сер.}$ – середнє значення похибки за n проведених вимірювань;

Δ_i – похибка i -го результату вимірювань;

f – число ступенів свободи ($n - 1$).

Оцінювання характеристик похибки вимірювань температури точки роси, вираховані за даними, які отримано з допомогою вимірювальної системи, мають наступні значення:

– середньоквадратичного відхилення похибки – $S(\Delta_c) = 0,291 \text{ } ^\circ\text{C}$;

– математичне очікування похибки – $\hat{M}(\Delta_c) = 0,02 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Характеристика $S(\Delta_c)$ значно перевищує $\bar{S}^0(\Delta)$, тому при подальших розрахунках $\bar{S}^0(\Delta)$ можемо не враховувати [111]. За вирахованими оцінками характеристик розраховано оцінку довірчої границі невиключної систематичної складової похибки Δ_c сумарної похибки Δ_Σ результату вимірювань для довірчої вірогідності $P = 0,95$. Розраховані за цими оцінками границь похибки Δ_H , Δ_B вимірювань температури точки роси складають:

$$\Delta_B = M(\Delta_c) + t_{(P,f)} * S(\Delta_c) = 0,59 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3.19)$$

$$\Delta_H = M(\Delta_c) - t_{(P,f)} * S(\Delta_c) = -0,56 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (3.20)$$

де $t_{(P,f)}$ – коефіцієнт Стюдента, який для довірчої вірогідності $P = 0,95$ та числу ступенів свободи $f = 69$ становить значення 2 [113].

Після підстановки значень параметрів в 3.19, 3.20 отримаємо: Δ знаходиться в інтервалі від $-0,56$ до $+0,59 \text{ } ^\circ\text{C}$ чи після максимізації $\Delta = \pm 0,6 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Оскільки значення похибки генератору вологого газу «Родник-2» $\pm 0,1$ °C є незначними порівняно з одержаними значеннями (0,6 °C) похибки досліджуваного вологоміру, що досліджується ($0,6/0,1 = 6$), він може застосовуватись як зразковий, а отримані результати вимірювання похибки вимірювача «iPERL» визнати точними.

Для того щоб можна було підтвердити гіпотезу про нормальне розподілення похибки вимірювання за розрахованими даними створено гістограму (рис. 3.9) її розподілення похибки. По осі абсцис відкладено значення вимірюваних даних X , а по осі ординат щільність вірогідності Dn/nDx потрапляння вимірюваного значення в інтервал Dx , де n це вся кількість проведених вимірювань; Dn це кількість результатів, що потрапили до інтервалу $[x, x+Dx]$ [106].

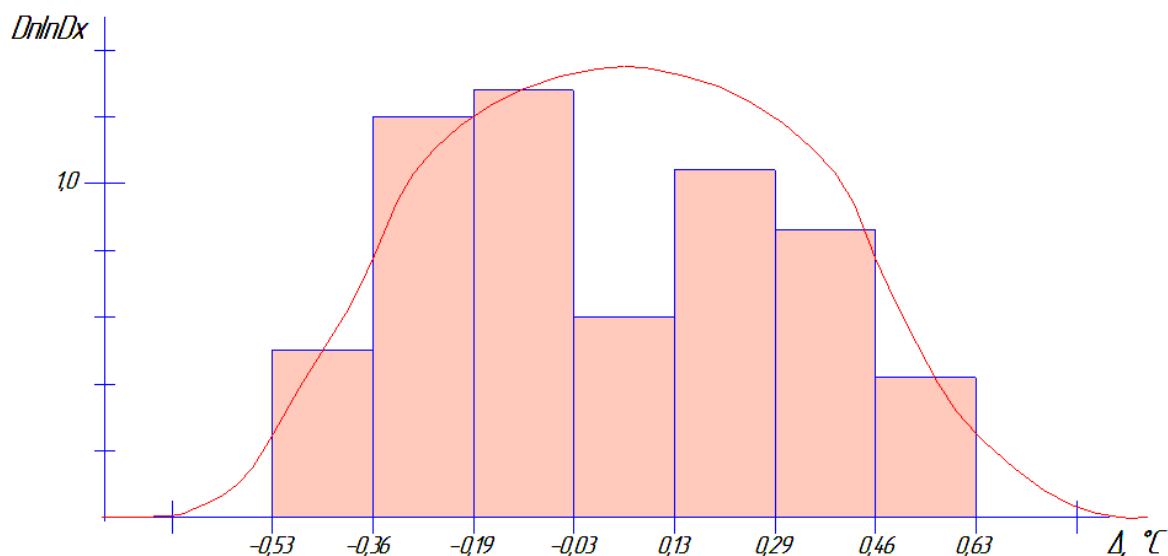


Рис. 3.9. Гістограма розподілення систематичної складової похибки Δ_c

Отже, було знайдено похибку досліджень температури точки роси вологи системою вимірювання ($P = 0,95$) при проведенні дослідження були і випадкові, і систематичні відхилення, що знаходилась в межах від $\Delta_n = -$

0,59 °C до $\Delta_v = 0,56$ °C. Розмір області похибки після максимізації $\Delta = \pm 0,6$ °C показує, що похибка вимірювача становить нормоване значення, що не перевищує ± 1 °C.

У результаті попередніх випробувань і вирахування метрологічних характеристик створено програму та методику державної метрологічної атестації вимірювача «iPERL», що є основною складовою частиною інформаційно-вимірювальної системи, яка використовує створений метод ідентифікації процесу конденсації компонентів природного газу.

3.4 Висновки до третього розділу

Розроблено функціональну схему та створено вимірювальну систему, що дає змогу вимірювати температури початку гідратуутворення та температури точки роси в діапазоні тисків від 5 кг/см² до 75 кг/см² та діапазоні визначення температури фазових перетворень від -20 °C до +25 °C, а також забезпечує вимоги сучасної вимірювальної системи.

Дослідження виявили відповідність значень, що були отримані та залежностей тим, які було отримано розрахунковими методами та у результаті моделювання процесу кристалізації та конденсації складників природного газу. У результаті розрахунків і викрестання факторного аналізу ми змогли довести, що на результати виміру змінення різниці тисків між входом та виходом звужуючого пристрою в процесі під час кристалізації або конденсації складників газу мають вплив лише їх фізичні властивості. У результаті досліджень з визначення метрологічних характеристик вимірювача температури точки роси ми бачимо, що похибка вимірювань становить нормоване значення, не більше 1 °C, а температури утворення твердої фази компонентів природного газу 1,5 °C.

4. ОПТИМІЗАЦІЯ КОНДЕНСАЦІЙНОГО МЕТОДУ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

4.1 Аналіз способів визначення температур точки роси вологи та гідратуутворення в середовищі природного газу

Під час реалізації конденсаційного методу в динамічному режимі температура конденсаційної поверхні змінюється в часі і вимірювання можна зобразити такою діаграмою (рис. 4.1).

Процес починається очищенням конденсаційної поверхні (етап I) від можливих складників досліджуваного газу, які сконденсувалися. Очищення конденсаційної поверхні відбувається після її нагрівання до температури 30-60 °C (точка 1).

Декілька хвилин триває прогрів, а потім фіксується поточний рівень фотосигналу (точка 1) і приймається умовно за нуль. Після розпочинається охолодження конденсаційної поверхні (етап II). Охолодження відбувається за певною швидкості, яка у різних випадках може дорівнювати 1÷50 °C/хв. За умови досягнення температури конденсаційної поверхні показник, який відповідає температурі в точці 2, починається конденсація вологи, яка присутня в досліджуваному газі .

Коли на конденсаційній поверхні з'являється вільна вологи зменшується відбиттєва спроможність, а це призводить до зниження рівня фотосигналу відбитого від конденсаційної поверхні. Коли зниження відбиттєвої спроможності зменшується електричний сигнал на виході приймача випромінювання. Отже, в результаті аналізу динаміки та зміни рівня електричного сигналу на виході приймача випромінювання, існує можливість визначати момент початку конденсації вологи. Коли досягнене значення рівня сигналу, що відповідає значенню в точці 2, фіксується температура конденсаційної поверхні, що відповідає температурі початку конденсації [111].

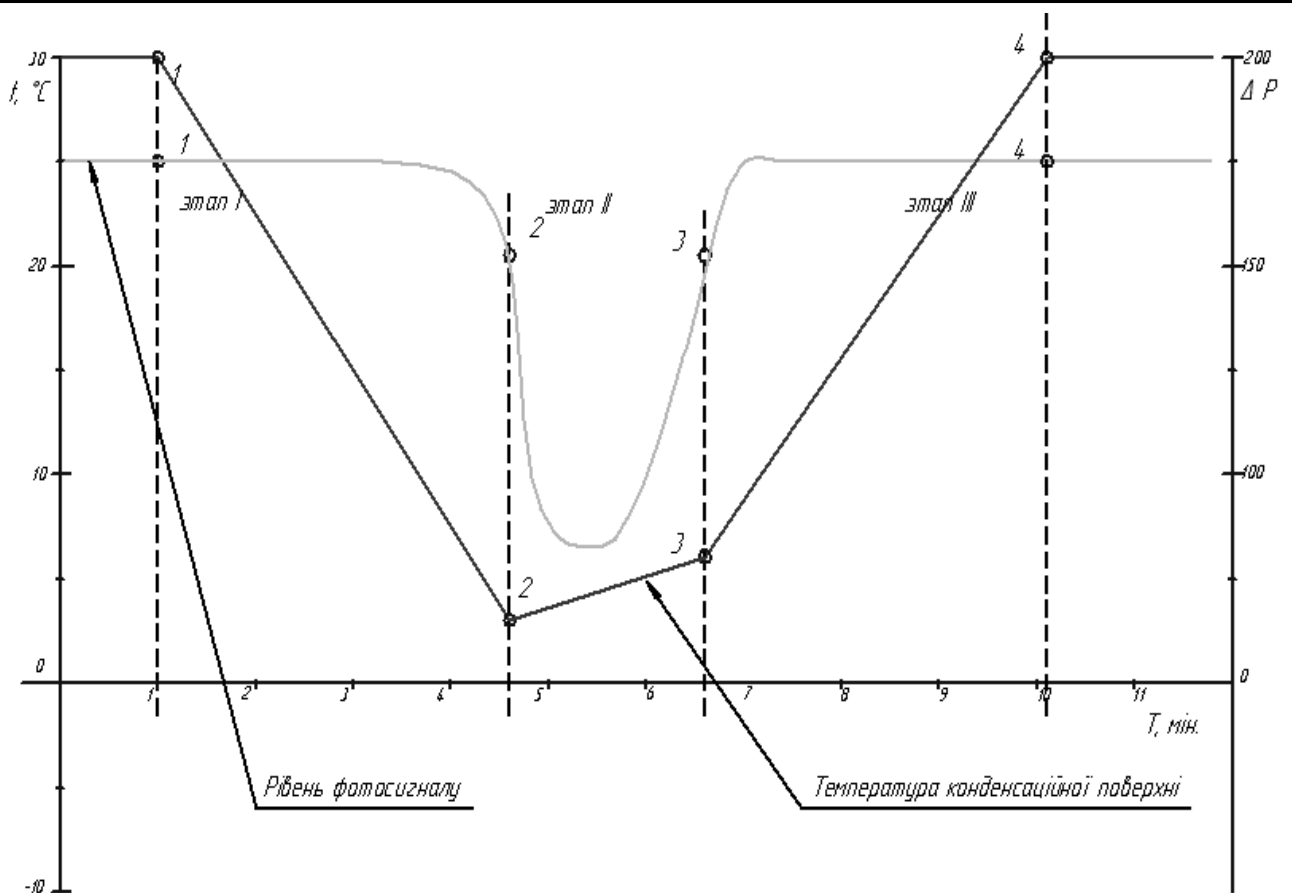


Рис.4.1 Діаграма реалізації конденсаційного методу у динамічному режимі

В результаті приступності вологи в газі, її було сконденсовано та визначену відповідну температуру, і тоді починається нагрівання конденсаційної поверхні для визначення температури випаровування. Коли температура конденсаційної поверхні збільшується, починає випаровуватися волога, а це свідчить про збільшення рівня електричного сигналу на виході приймача випромінювання (точка 3). Під час випаровування сконденсованої вологи також відзначають відповідну температуру конденсаційної поверхні (точка 3). Після закінчення випаровування, вимірювання завершується та вираховується відповідне значення температури точки роси, як середнє значення температур початку конденсації та випаровування [111].

При проведенні вимірювання в статичному режимі конденсаційного методу, створений на конденсаційній поверхні температурний режим є постійним в часі і має розподілене значення температури по її довжині, саме це відрізняє його від динамічного режиму. Проведення вимірювання при

використанні конденсаційного методу в статичному режимі проілюстровано діаграмою (рис. 4.2).

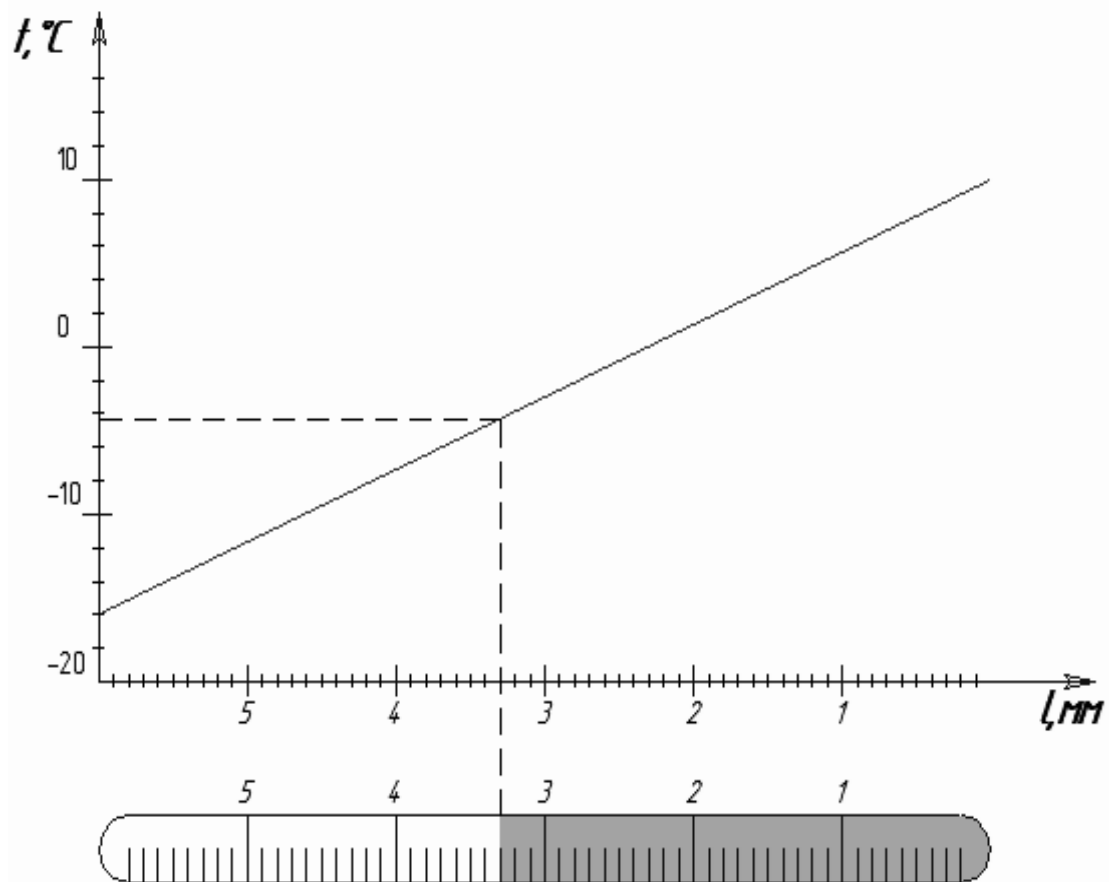


Рис. 4.2. Діаграма реалізації конденсаційного методу в статичному режимі

Перевагами такої реалізації конденсаційного методу є можливість вимірювань температури точки роси газу, що має певну кількість компонентів з різними температурами конденсації, і визначення в процесі одного циклу вимірювання одночасно температури точок роси декількох компонентів газу. Тоді на конденсаційній поверхні ми можемо спостерігати декілька зон і відповідно границь конденсації для різних компонентів [111].

Недоліком застосування конденсаційного методу в статичному режимі це неможливість автоматичного вимірювання вологості. Застосування конденсаційного методу в статичному режимі його застосування в

динамічному режимі дає нові можливості та переваги автоматичного вимірювання, а в подальшому і можливість інтегрування засобів вимірювання до складних систем диспечеризації [111].

Однак, вимірювані прилади, які застосовують конденсаційний метод у динамічному режимі, що було створено раніше й випробовувалися та використовувалися у промислових умовах, мають суттєві недоліки. При їх застосуванні можуть виникати складнощі при роботі з використанням газу, що досліджується з досить великим вмістом у ньому різних домішок та потреба визначення температур точок роси декількох з їхнім агрегатним станом [111, 112].

4.2 Розширення функціональних можливостей конденсаційного метода

За методом роботи виділяють гігрометри періодичної та безперервної (поточні) роботи. Безперервний спосіб вимірювання параметрів вологості природного газу забезпечує вищу точність вимірювання, меншу інерційність, однак він має меншу захищеність від перешкод. За умови тривалого контакту з природним газом на конденсаційній поверхні з'являються перешкоди у вигляді механічних домішок або компонентів природного газу. Отже, чутливість системи впродовж роботи знижується. Через це прилади безперервної дії з використанням оптичних методів фіксації є недосконалі і потребують періодичного обслуговування [111].

Гігрометри періодичної роботи мають таку, що в кожному циклі можна оцінювати якість підготовки конденсаційної поверхні до процесу вимірювання [111].

Конденсаційно-термометричний метод найчастіше використовують на виробництві для контролю вологовмісту газу [111].

У таких гігрометрах, під час вимірювання визначається температура, яка необхідна для охолодження природний газ, що контактує з конденсаційною

					МЛ ПІ 8101000	74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поверхнею. До складу гігрометрів, що використовують конденсаційно-термометричний метод вимірювання входять три базові системи, які застосовуються для [111]:

- вимірювання температури газу;
- охолодження газу, що аналізується;
- та ідентифікації процесу конденсації.

Зазвичай охолодження газу відбувається шляхом його контактування охолоджуваним тілом. Потік аналізованого газу направляють через охолоджуване тіло, так забезпечується охолодження шару газу, що контактує з його поверхнею, а це має досить значний коефіцієнт теплопровідності та розгорнуту площу. За умови досягнення потрібної температури волога конденсується на поверхні охолоджуваного тіла, тому ця поверхня має таку назву [110-112].

В залежності від способу використання та необхідної температури та їх розподілення на конденсаційній поверхні розрізняють різні методи охолодження [111].

Сучасні прилади вимірювання, що застосовуються на виробництвах, зазвичай використовують оптичний метод фіксації моменту початку конденсації з використанням фотоелектричних пристроїв та плоскої конденсаційної поверхні. Але такий метод ідентифікації процесу конденсації має значну кількість недоліків при роботі з використанням природного газу. Аналізуючи досвід експлуатації схожих зразків вимірювальної техніки, можна зазначити такі їм недоліки, до яких віднесено [111]:

- створення перешкод для процесу конденсації вологи через накопичення домішок на плоскій конденсаційній поверхні;
- вплив руху газу над конденсаційною поверхнею на зміну інтенсивності випромінювання оптичних пристроїв;
- різниця температур пристроя та зоною контакту газу;
- погана реакція оптичних пристроїв на процес конденсації технологічних домішок або компонентів вуглеводневого ряду;

– залежність відповідності фіксації моменту конденсації вологи від фізичного стану конденсаційної поверхні.

З проаналізованої інформації ми можемо висунути вимогу для створення пристрою вимірювання температури точки роси природного газу з наявністю в його складі значної кількості домішок. Головним завданням є вибір фізичної властивості вологи або сукупності властивостей, що відрізнялися б від фізичних властивостей інших компонентів, які можуть бути в складі природного газу, і дали б змогу однозначно її ідентифікувати в достатньому діапазоні термодинамічних умов. Якщо прийняти за такі властивості густину вологи та в'язкість (рис. 4.3, 4.4), що їх комбінація для вологи значно відрізняється від аналогічних властивостей найбільш характерних сполук, які входять до складу природного газу [105-111].

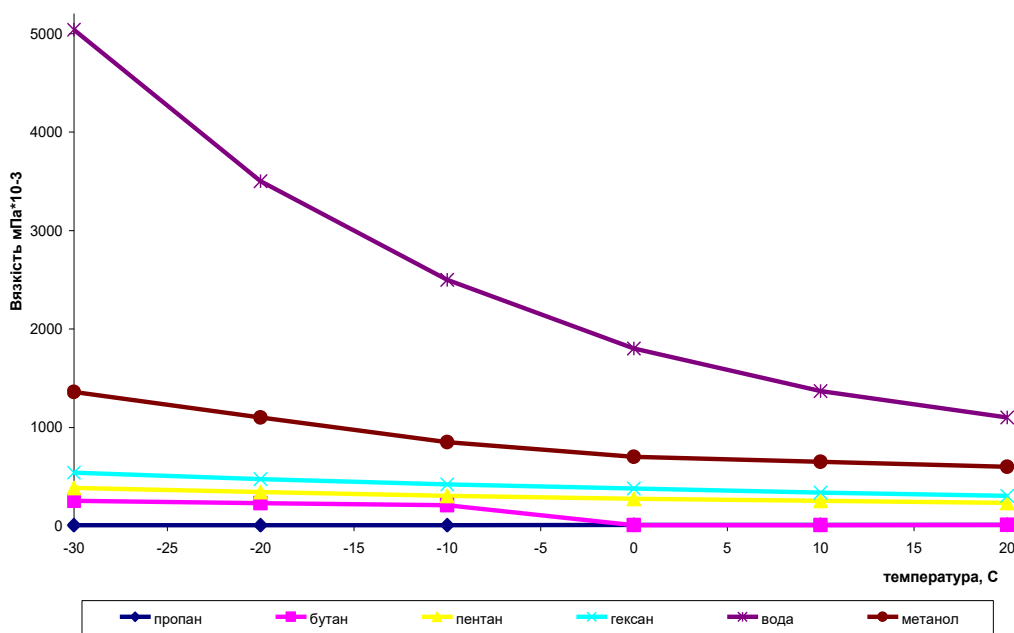


Рис. 4.3 В'язкість компонентів природного газу від температури

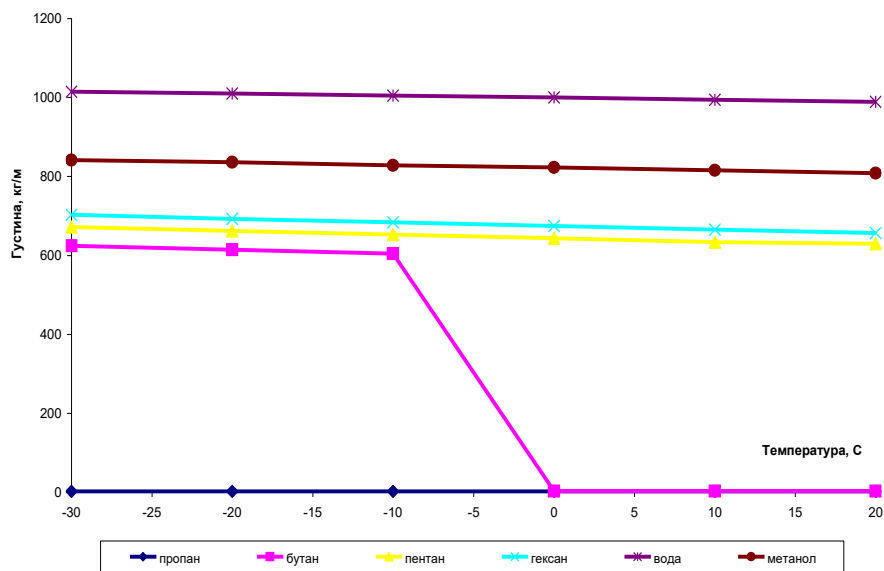


Рис. 4.4 Залежність густини компонентів природного газу від температури

Отже, з наведених залежностей, застосування ідентифікації конденсації вологи у зрівнянні з вуглеводневими компонентами природного газу за комбінацією «густина-в'язкість» може бути досить точним через те, що значення обраних параметрів для вологи суттєво відрізняється від обраних властивостей інших компонентів у широкому діапазоні температурних умов.

4.3 Висновки до четвертого розділу

У результаті аналізу методів реалізації конденсаційного методу визначення температури точки роси вологи ми обрали його реалізацію в динамічному режимі, а це дозволяє визначати температури кристалізації та конденсації складників природного газу під час одиничного циклу. Було проведено аналіз вже існуючих технологічних рішень і розроблених приладів вимірювання, які визначають температури точки роси вологості, а також обрано оптимальні варіанти впровадження функціональних вузлів вимірюального приладу температури точки роси вологи та гідратуутворення, що є головною складовою системи вимірювання.

5 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ «ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ГАЗУ»

5.1 Опис ідеї проекту

Розглянувши в попередніх розділах вплив вмісту вологи на якість природного газу та систему вимірювання, в цьому розділі буде проведено аналіз стартап-проекту «ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ВИМІРЮВАННЯ ВОЛОГОСТІ ГАЗУ».

Побудова морфологічної карти, на якій показати можливі варіанти рішень – засобів реалізації кожної функції (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 Морфологічна карта

Основні параметри	Проміжні рішення				
	1-ше	2-ше	3-ше	4-ше	5-ше
Клас точності	Низький	Середній	Високий		
Простий в експлуатації	Прилад без табла	Прилад без табла, але є «гніздо»	Прилад з екраном, для виводу даних	Прилад з екраном та можливістю перемикачів між даними	Прилад має екран, «гніздо» підключення та бездротовий зв'язок
Легкість монтажу	Встановлення безпосередньо в газопровід	Спосіб «зажиму» на трубопроводі	Вимір середовища	Контактно	Інше
Надійність роботи	Робота від батареї	Робота від мережі 220В	Робота від мережі, але є батарея для автономної роботи	Робота від мережі, але є батарея для автономної роботи. Попереджає про зникнення мережі	Інше
Відхилення при похибці	Високі	Середні	Мінімальні	Немає	

Ідея проекту полягає в покращенні якості газу, раціональному використанні паливної енергетики та підвищення точності виміру, що уточнено наведено в табл. 5.1.

У таблиці 5.1 зображено зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів.

Таблиця 5.1. Опис ідеї стартап проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Покращення якості газу, раціональне використання паливної енергетики та підвищення точності виміру	Паливна енергетика	Ціна купування
	Газова промисловість	Якість отриманого палива
	Технології видобування	Швидкість отримання

Отже, пропонується новий спосіб визначення вологості природного газу, який може покращити кількість та якість сировини, що постачається кінцевому споживачу. Нова система передачі даних та диспетчеризації полегшить зняття даних з кожного вологоміру. Якість природного газу буде вища, тим самим підвищуємо довговічність систем транспортування та обліку.

Далі проводимо аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї порівняно із пропозиціями конкурентів:

- визначаємо перелік техніко-економічних властивостей та характеристик ідеї;
- визначаємо попереднє коло конкурентів (проектів-конкурентів) або товарів-замінників чи товарів-аналогів, що вже існують на ринку, та проводимо збір інформації щодо значень техніко-економічних показників для ідеї власного проекту та проектів-конкурентів відповідно до визначеного вище переліку;

– проводимо порівняльний аналіз показників: для власної ідеї визначено показники, що мають а) гірші значення (W, слабкі); б) аналогічні (N, нейтральні) значення; в) кращі значення (S, сильні) (табл. 5.2).

Таблиця 5.2. Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари/концепції конкурентів				W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект	Конкурент1 Arator	Конкурент2 Krone	Конкурент3 Siemens			
1.	Вартість вологоміру	1	2	2	3	+	-	-
2.	Системи диспетчеризації	2	1	1	3	-	+	-
3.	Обслуговування системи	3	2	3	1	-	-	+
4.	Простота експлуатації	2	3	3	1	-	+	-
5.	Якість	3	1	1	2	-	-	+
6.	Сервісне обслуговування	3	0	1	2	-	-	+
7.	Торгова марка	2	3	1	3	-	+	-

Отже, маємо такі результати, основні техніко-економічні характеристики ідеї – обслуговування системи, якість та сервісне обслуговування. Для даної системи визначення вологості природного газу – одні із основних критерій. Також, не мало важливими є система диспетчеризації, простота експлуатації та торгова марка – вони є

нейтральними серед конкурентів. На жаль, вартість є слабкою стороною, адже для підтримування інших характеристик потрібні кошти.

5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного підрозділу проводимо аудит технології (визначення вологості природного газу), за допомогою якої можна реалізувати ідею створення проекту.

Визначення технологічної здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, які вказані в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3. Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технології
1.	Підвищення точності	Технологія виготовлення (1)	Технологія наявна, потрібно доробити	Ні
2	Диспетчеризація	Технологія виготовлення (2)	Технологію потрібно розробити	Так
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: Технологія 2				

Проаналізувавши таблицю можна зробити висновок що наш проект потребує Технології 2. Технологія реалізації – виготовлення, технологія доступна авторам, проте потрібна розробка. Існують аналоги системи, але не при диспетчеризації вологості газу, а на лічильниках води. Є можливість розробки.

5.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Визначимо ринкові можливості, які можна використати під час ринкового впровадження проекту, та ринкові загрози, які можуть перешкодити його реалізації.

Спочатку проведемо аналіз попиту: наявність попиту, обсяг, динаміка розвитку ринку (табл. 5.4).

Таблиця 5.1. Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	4
2	Загальний обсяг продаж, грн/ум.од	300000 грн
3	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
4	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Відсутні
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Сертифікат відповідності, сертифікація вимірювального приладу
6	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	92%

Отже, характеристика стартап-проекту, маємо 4 гравці, обсяг продажу 300 тисяч грн за 60 штук приладів, середня ціна за одиницю 4500 грн, динаміка ринку – зростає, адже прилад надточний та має систему диспетчеризації, хоча й собівартість висока, використання такого приладу за кілька років окупляє свою вартість. Не менш важливим критерієм, є наявність сертифікатів та стандартів за законодавством.

Надалі визначаємо потенційні групи клієнтів, їх характеристики, та формуємо орієнтовний перелік вимог до товару для кожної групи (табл. 5.5).

Таблиця 5.2. Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів	Вимоги споживачів до товару
1	Точність вимірювання	Газотранспортні компанії	Наявність сертифікатів та стандартів договорів	Якість
2	Система передачі даних	Комунальні підприємства	Фінансові можливості	Дешевизна

Отже, за результатами таблиці характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту така, це газотранспортні компанії та комунальні підприємства, обидва споживачі є посередниками, що постачають або обслуговують населення. Точність вимірювання дозволяє точно дозувати та якісно постачати природний газ, а комунальні підприємства бажають користуватись системою диспетчеризації на відстані, так би мовити онлайн.

При застосуванні даної технології існують певні загрози. (табл. 5.6). А саме одна з найголовніших загроз – брак на виробництві. Це може призвести до катастрофічних наслідків. Тому розглянемо всі фактори загроз для приладу.

Таблиця 5.3. Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.	Брак на виробництві	Похибка при складанні/зборка	Сервіс всіх приладів з браком
2.	Неможливість сервісу	Відсутність запасних частин	Заміна запчастин
3.	Відсутність персоналу	Відсутність людей, що змогли б обслуговувати	Підвищення зарплатні
4.	Криза	Зменшення продажу	Зменшення ціни товару
5.	Висока конкуренція	Зменшення продажу	Покращення характеристик приладу, реклама

Але поряд із колом загроз існують і певні можливості (табл. 5.7). Аналіз зовнішнього середовища дозволяє організації своєчасно спрогнозувати появу загроз і можливостей, розробити ситуаційні плани на випадок виникнення непередбачених обставин, а також стратегію досягнення цілей та перетворення потенційних загроз у вигідні можливості.

Таблиця 5.4. Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1.	Високий попит на продукцію	Доцільно збільшити виробництво приладу	Збільшення одиниць товару, впровадження модифікацій.
2.	Відсутність аналогів на ринку	Можливість монополії в даному сегменту ринку	Підвищення ціни товару.
3.	Зниження собівартості	Зниження собівартості приладу	Відсутня
4.	Впровадження нових технологій	Якісне покращення основних параметрів продукту	Підвищення попиту та ціни
5.	Автоматизація	Автоматизація виробництва	Зменшення людського фактору, брак

Фактори загроз та можливостей спільні, як для процвітання так і для занепаду компанії, фактори загроз для виробництва нашого приладу, брак виробництва, який робить позицію на ринку; відсутність сервісних центрів або взагалі неможливість ремонту; криза, яка призводить до занепаду підприємства. Проте фактори можливостей компанії «підносять» її на перший план серед конкурентів, піднімаючи попит, зниження ціни, впровадження технологій, тим самим зникають аналоги.

Проведемо ступеневий аналіз компанії.

Таблиця 5.5. Ступеневий аналіз конкуренції на ринку

Особливості конкурентного середовища	В чому проявляється дана характеристика	Вплив на діяльність підприємства (можливі дії компанії, щоб бути конкурентоспроможною)
Чиста конкуренція	Окремі покупці і продавці не можуть впливати на ціну.	Концентрація діяльності підприємства на точність випущених приладів
Національна конкуренція	Між компаніями всередині країни.	Варіація об'ємів виробництва, співпраця з промисловістю

Продовження таблиці 5.5

Внутрішньогалузева конкуренція	Конкурентна боротьба між підприємствами в межах однієї галузі.	Формування ринкової вартості товару.
Товарно-видова конкуренція	Конкуренція між приладами одного виду.	Створення модифікацій з розширеним функціоналом
Нецінова конкуренція	Підвищення точності приладу та умов продажу.	Зміни у виробництві; підвищення рівня довіри клієнтів.
Марочна конкуренція	Конкурентні компанії пропонують подібний продукт.	Зниження цін на товар; концентрація діяльності на якісну зміну продукту. Створення власної торгової марки

Отже, після проведення аналізу особливостей конкуренції можемо оцінити вплив на діяльність підприємства, все для того щоб компанія була конкурентоспроможною. Зниження цін на товар, зміни у виробництві, створення модифікацій, формування ринкової вартості виробництва і т.п.

Після аналізу конкуренції проведемо більш детальний аналіз умов конкуренції в галузі.

Таблиця 5.6. Аналіз конкуренції в галузі за М. Портером

	Прямі конкуренти в галузі	Потенційні конкуренти	Постачальники	Клієнти	Товари-замінники
Складові аналізу	Aquatec, WALCOM	Високий бар'єр входження в ринок	Технологічність	Технологічність	Фактори загроз з боку замінників
Висновки:	Інтенсивне	є можливості входу в ринок, є потенційні конкуренти.	Покращення технічних можливостей	Покращення технічних можливостей	Відсутнє

Після всіх аналізів визначається та обґрунтовується перелік факторів конкурентоспроможності.

Таблиця 5.7. Обґрунтування факторів конкурентоспроможності

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Обґрунтування (наведення чинників, що роблять фактор для порівняння конкурентних проектів значущим)
1	Висока точність отриманих результатів	Висока достовірність отриманих результатів, яка підтверджується якісними математичними розрахунками.
2	Можливість аналізу результатів	Дає можливість аналізувати отримані результати за допомогою комп'ютерного ПЗ, що дає можливість порівнювати значення 85 отримані при різних умовах, різними дослідниками.
3	Мобільність	Може використовуватися стаціонарно та на батареях.
4	Технічне обслуговування	Величина значення напрацювання на відмову вище середньої для даного класу обладнання.

Таблиця 5.8. Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін «Вологомір газу»

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг товарів-конкурентів у порівнянні з WALCOM						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1	Висока точність та якість	20	-	-	-		+	+	+
2	Оптимальне співвідношення ціни і якості	18	-	-	-		+	+	+
3	Індивідуальний підхід	18	-	-	-		+	+	+
4	Система диспетчеризації	16	-	-	-		+	+	+

З таблиць 5.10 та 5.11 бачимо, що фактори конкурентоспроможності суттєві та мають великий позитивний внесок при впровадженні нового програмного забезпечення для розрахунку вологості газу. Основною перевагою та головним досягненням є висока якість продукту та технічна підтримка на протязі всього терміну його використання споживачем.

Таблиця 5.9. SWOT- аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: 1. Відсутність аналогів на ринку; 2. Дистанційна передача даних; 3. Висока якість та точність.	Слабкі сторони: 1. Потреба кваліфікованого персоналу; 2. Неможливість сервісу; 3. Відсутність іміджу та репутації.
Можливості: 1. Високий попит на продукцію; 2. Зниження собівартості; 3. Впровадження нових технологій; 4. Автоматизація.	Загрози: 1. Брак на виробництві; 2. Неможливість сервісу; 3. Висока конкуренція; 4. Криза.

SWOT- аналіз демонструє нам всі можливості та ризики при виході на ринок нової компанії по виробництву вологомірів газу. Також ми розглянули всі слабкі та сильні сторони можливої продукції. Сильними сторонами є відсутність аналогів, новітня дистанційна передача даних та якість і точність приладів. Слабкі сторони – це недостатня кількість кваліфікованих кадрів, неможливість сервісу приладу та невідомість компанії на ринку. Можливостями є високий попит на точні прилади обліку газу, зниження собівартості, впровадження нових технологій та розвиток вже існуючих, включаючи автоматизацію підприємства. Загрози – брак виробництва, неможливість сервісу, а саме нерозбірний прилад, висока конкуренція та криза, що може призвести до закриття підприємства.

Таблиця 5.10. Альтернативи ринкового впровадження стартап-проекту

№ п/п	Альтернатива (орієнтовний комплекс заходів) ринкової поведінки	Ймовірність отримання ресурсів	Строки реалізації
1	Стратегія нейтралізації ринкових загроз сильними сторонами стартапу	Середня	1 рік
2	Стратегія компенсації слабких сторін	Висока	2 роки

	стартапу наявними ринковими можливостями		
3	Стратегія виходу з ринку	Низька	3 місяці

З зазначених альтернатив обираємо стратегію компенсації слабких сторін стартапу наявними ринковими можливостями.

5.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів.

Таблиця 5.11. Вибір цільових груп потенційних споживачів

№ п/п	Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів сприйняти продукт	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1	Газошляхові структури	Готові	Високий	Висока	Простий
Які цільові групи обрано: газопереробна, хімічна промисловості, машинобудування, на об'єктах енергетики.					

За результатами аналізу потенційних груп споживачів ми обрали цільові групи: газопереробна, хімічна промисловості, машинобудування, на об'єктах енергетики. На мою думку, потенційні споживачі саме для даного приладу, вологомір газу.

Для роботи в обраному сегменті ринку необхідно сформувати базову стратегію розвитку.

Таблиця 5.12. Визначення базової стратегії розвитку

№ п/п	Обрана альтернатива розвитку проекту	Стратегія охоплення ринку	Ключові конкурентоспроможні позиції відповідно до обраної альтернативи	Базова стратегія розвитку*
1	Залучення держави та промислових структур	Гостра потреба точного вологоміру газу без похибок (або з мінімальною). Робити ставку на рекламу.	Високий клас точності приладу, що дозволить економити мільйон/мільярди грн в рік, не втрачаючи властивості газу.	Удосконалення

Наступним кроком є вибір стратегії конкурентної поведінки (табл. 5.16).

Таблиця 5.13. Визначення базової стратегії конкурентної поведінки

№ п/п	Чи є проект «першопрохідцем» на ринку?	Чи буде компанія шукати нових споживачів, або забирати існуючих у конкурентів?	Чи буде компанія копіювати основні характеристики товару конкурента, і які?	Стратегія конкурентної поведінки*
1	Ні. Є еталонні прилади, але не ідеальні.	Забирати існуючих у конкурентів та приймати нових споживачів.	Компанія не буде копіювати конкурентів.	Оборонна

Проект не є «першопрохідцем», проте, висока якість та точність вимірювання буде відбирати у конкурентів постійних споживачів, компанія буде цілком новою та без копіювання конкурентів.

На основі вимог споживачів з обраного сегменту до постачальника і продукту, а також в залежності від стратегії розвитку та стратегії

конкурентної поведінки розробляємо стратегію позиціонування яка визначається у формування ринкової позиції, за яким споживачі мають ідентифікувати проект.

Таблиця 5.14. Визначення стратегії позиціонування

№ п/п	Вимоги до товару цільової аудиторії	Базова стратегія розвитку	Ключові конкурентоспроможні позиції власного стартап-проекту	Вибір асоціацій, які мають сформувати комплексну позицію власного проекту (три ключових)
1	Висока точність та якість	Удосконалення	Високий клас точності приладу, якість приладу	Висока точність, якість, індивідуальне виконання

Результатом даного підрозділу є система рішень щодо ринкової поведінки компанії, вона визначає в якому напрямі буде працювати компанія на ринку.

5.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Під час розроблення маркетингової програми першим кроком є розробка маркетингової концепції товару, який отримає споживач. У таблиці 5.18 підсумовуємо результати аналізу конкурентоспроможності товару.

Таблиця 5.15. Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

№ п/п	Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі або такі, що потрібно створити)
1	Точність	Забезпечує високу точність виміру	Високий клас точності
2	Мобільність	Зручна конструкція	Може бути як портативним, так і стаціонарним

Прилад точний та мобільний, забезпечує високу якість точності вимірювання та зручність конструкції залишаючись, як портативним, так і стаціонарним.

Таблиця 5.16. Опис трьох рівнів моделі товару

Рівні товару	Сутність та складові		
I. Товар за задумом	- Вимірювання точки роси; - Контроль вологи.		
II. Товар у реальному виконанні	Властивості/характеристики	М/Нм	Вр/Тх /Тл/Е/Ор
	1. Промінь світла	Нм	Тх
	2. Непрямий метод	М	Тх
	3. Бездротовий зв'язок	Нм	Тх
	4. Мобільність	Нм	Тх
	Якість: КОНТРОЛЬ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УДК 611.12:532.575		
Пакування: коробка з гофрокартону			
Марка: Вологомір “Амтек – 600”			
III. Товар із підкріпленням	До продажу: можливість аналізу та виключення хибних результатів.		
	Після продажу: можливість створення нових та модифікації існуючих систем передачі даних		
За рахунок чого потенційний товар буде захищено від копіювання: за рахунок патентів			

Наступним кроком є визначення цінових меж, якими необхідно керуватися при встановленні ціни на потенційний товар, це передбачає аналіз цін товарів конкурентів, та доходів споживачів продукту (табл. 5.20).

Методом експертної оцінки маємо верхню та нижню межі встановлення цін:

Мінімальна ціна = Собівартість + ПДВ + Мін. бажаний відсоток прибутку;

Максимальна ціна = Собівартість + ПДВ + Макс. можливий відсоток прибутку.

Таблиця 5.17. Визначення меж встановлення ціни

№ п/п	Рівень цін на товари-замінники	Рівень цін на товари-аналоги	Рівень доходів цільової групи споживачів	Верхня та нижня межі встановлення ціни на товар/послугу
1	Вимірювач вологості газів ІВГ-1 К-П 3200грн	Немає	20000-23000 грн.	4500грн 5000грн

Також варто зазначити, що мінімальний бажаний відсоток прибутку і максимальний можливий відсоток прибутку залежить від цін конкурентів на одиницю приладу. Обґрунтуванням ціни є вища собівартість ніж у товару-замінника, вища точність приладу на сучасних та якісних матеріалах, прецизійна та досконала якість збірки.

Таблиця 5.18. Формування системи збуту

№ п/п	Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів	Функції збуту, які має виконувати постачальник товару	Глибина каналу збуту	Оптимальна система збуту
1	Точність виміру, якість товару	Встановлення контактів із споживачами. Дослідницька робота зі збору маркетингової інформації. Зменшення витрат в ході збуту продукції	4	Газопереробна, хімічна промисловості, на об'єктах енергетики.

Під час формування системи збуту брали до уваги точність виміру та якість товару. Основною функцією збуту є встановлення контактів зі споживачами, маркетингова робота та зменшення витрат в ході збуту. Оптимальні системи збуту – газопереробна, хімічна промисловість та об'єкти енергетики.

Таблиця 5.19. Концепція маркетингових комунікацій

№ п/п	Специфіка поведінки цільових клієнтів	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
1	Точність виміру, якість товару	Формальні/неформальні канали комунікацій	Точність вимірів; Мобільність; Комплексний підхід.	Розвиток попиту; Стимулювання продажу; Пошук вигідних партнерів	Даний продукт є точним та надійним

Концепція маркетингових комунікацій полягає в специфікації поведінки до цільової аудиторії, в нашому випадку це точність виміру та якість приладів. Для завдання рекламного повідомлення є розвиток попиту, стимулювання продажу та пошук партнерів та інвесторів. Концепція рекламного звернення – продукт є точним та надійним.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській дисертації було розроблено комплекс визначення витрати та кількості вологи природного газу на шляхопроводах України.

У пояснювальній записці оцінені властивості вимірюваного середовища, проведений огляд і аналіз існуючих систем реєстрації кількості вологовмісту, складових газу, вологомірів газу, оцінені їх переваги та недоліки, обґрунтована необхідність розробки конденсаційного вологоміру із використанням систем дистанційної передачі даних, розроблено конструкцію приладу та математичну модель, проаналізовані метрологічні характеристики.

Для покращення обробки інформації, зняття даних та обслуговування системи, можна розробити схему диспетчеризації, що є стаціонарною, на прикладі лічильника тепла. Це дозволить контролювати та моніторити стан вологості газу та кількості точки роси у всіх споживачів та користувачів.

					МЛ ПІ 8101000	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вихревые аппараты / А. Д. Суслов, С. В. Иванов, А. В. Мурашкин, Ю. В. Чижиков. – М. : Машиностроение, 1985. – 256 с.
2. Андрійшин С. О. Вимірювання витрат та кількості газу : довідник / М. П. Андрійшин, С. О. Каневський, О. М. Карпаш [та ін.]. – Івано-Франківськ : Сімик, 2004. – 160 с.
3. ГОСТ 5542-87 Газ горючий природный для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. Госстандарт России (01.01.1988). – М. : ИПК Издательство стандартов, 2000 ; 2004.
4. Артемьев Б. Г. Справочное пособие для работников метрологических служб : в 2 кн. / Б. Г. Артемьев, С. М. Голубев. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 478 с.
5. Базлов М. Н. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту / М. Н. Базлов, А. И. Жуков, Т. С. Алексеев. – М. : Недра, 1968. – 215 с.
6. Gritsenko A. I. Gathering and Conditioning of Gas on the Northern Gas Fields of Russia / Gritsenko A. I., Istomin V. A., Kulkov A. N., R. S. Suleimanov. – Moscow, Nedra Publishing House. – 1999. – P. 476.
7. Временные технические условия (ВТУ) на природные и нефтяные газы, предназначенные к транспорту по магистральным газопроводам / Всесоюзный научно-исследовательский институт газа. – М., 1968.
8. Птиманжен Ж. Кондиционирование природного газа / Ж. Птиманжен / International Gas Union. – 1964.
9. Ахмедов Т. Использование непараметрических критериев статистики Уилкоксона и Миллера в медико-биологических исследованиях. Основы факторного анализа : методические рекомендации / Т. Ахмедов. – Харьков, 1987. – С. 11-29.

10. Базлов М. Н. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту / М. Н. Базлов, А. И. Жуков, Т. С. Алексеев. – М. : Недра, 1968. – 215 с.
11. Бекиров Т. М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т. М. Бекиров, А. Т. Шаталов. – М. : Недра, 1986. – 261 с.
12. Билинский И. И. Математическая модель анализатора влажности природного газа / И. И. Билинский, В. В. Онушко // Наукові праці ВНТУ. Радіоелектроніка і радіоелектронне апаратостроєння. – № 4. – 2010. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.nbu.gov.ua/e-journals/vntu/2010_4/2010-4_ru.files/ru/10yybgha_ru.pdf
13. Білінський Й. Й. Модель перенесення випромінювання в середовищі вологого газу та визначення його відносної вологості / Й. Й. Білінський, М. В. Юкиш, В. В. Онушко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – № 5. – 2010. – С. 18-22. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/vvpi/2010_5/10byyrhd.pdf
14. Гвоздев Б. П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : справочное пособие / Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко, А. Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
15. Будзуляк Б. В. Конденсационный гигрометр “КОНГ–Прима–2” / Б. В. Будзуляк, А. М. Деревягин, С. В. Селезнев // Газовая промышленность. – № 7. – 1999. – С. 57-59.
16. Бурдун Г. Д. Справочник по международной системе единиц / Г. Д. Бурдун. – 3-е изд., доп. – М. : Изд-во стандартов, 1980. – 232 с.
17. Вихревые аппараты / А. Д. Суслов, С. В. Иванов, А. В. Мурашкин, Ю. В. Чижиков. – М. : Машиностроение, 1985. – 256 с.
18. Габа А. М. Приборы аналитического контроля компонентов продуктов разделения воздуха / А. М. Габа, А. К. Семчевский, В. П. Пирог // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – № 2. – 2007. – С. 34–36.

19. Гордієнко І. А. Організація контролю вологості газу на підприємствах газової промисловості України / І. А. Гордієнко, А. І. Лур'є, М. Ф. Ткаченко // Питання розвитку газової промисловості України. – Вип. XXVII. – 1999. – С. 13-16.

20. Гороновский И. Т. Краткий справочник по химии : справочное издание / И. Т. Гороновский, Ю. П. Назаренко, Е. Ф. Некряч ; общ. ред. О. Д. Куриленко. – 3-е изд., испр. – К.: Наукова думка, 1965. – 835 с.

21. ГОСТ 17.2.4.08-90 Охрана природы. Атмосфера. Методы определения влажности газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения / Н. М. Васильченко, А. С. Кузин, Н. И. Могилко, Т. М. Липецкая. – М. : Издательство стандартов, 1991. – С. 3-8.

22. Григоров О. Н. Справочник химика : в 6-ти томах / О. Н. Григоров, Б. П. Никольский, М. Е. Позин [и др.]. – Т. 1 : Общие сведения, строение вещества, свойства важнейших веществ, лабораторная техник. – 2-е изд. перераб. и доп. – Л.-М. : Химия, 1966. – 540 с.

23. Дегтярев Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство) / Б. В. Дегтярев, Г. С. Лутошкин, Э. Б. Бухгалтер. – М. : Недра, 1969. – 120 с.

24. Деревягин А. М. Анализатор точки росы по влаге и углеводородам “КОНГ–Прима–4” / А. М. Деревягин, С. В. Селезнев, А. Р. Степанов // Наука и техника в газовой промышленности. – № 1. – 2002. – С. 15-22.

25. Дослідження метрологічних характеристик вологомірів природного газу різних типів в умовах експлуатації на об'єктах ДК “Укртрансгаз” / І. А. Гордієнко, А. І. Лур'є, В. М. Козій, А. Г. Івков [та ін.] // Питання розвитку газової промисловості України : зб. наукових праць. – Вип. XXXIV / УкрНДІгаз. – Харків, 2006. – С. 187-195.

26. Дроздова И. И. Оценка экономической эффективности метрологического обеспечения производственного процесса : методические указания к практическим занятиям по дисциплине “Экономика метрологического обеспечения” / И. И. Дроздова. – М.: МИИТ, 2008. – С. 4-7.

27. ДСТУ ГОСТ 27577: 2005 Газ природный паливний компримований для двигунів внутрішнього згорання. Технічні умови. Межгосударственный стандарт. – Режим доступа: <http://pravo-law.kiev.ua/date/2005/01/page/129>.

28. Дьяконов В. Mathcad 8/2000. Специальный справочник / В. Дьяконов. – СПб. : Изд-во “Питер”, 2000. – 592 с.

29. Иберла ; пер. с нем. В. М. Ивановой. – М. : Статистика, 1980. – 398 с.

30. Игуменцева Н. В. Статистический анализ результатов экспериментов и наблюдений / Н. В. Игуменцева, В. И. Пахомов. – Харьков : СМІТ, 2005. – 236 с.

31. Инструкция по расчету оптимального расхода ингибиторов гидратообразования / В. А. Истомин, В. Г. Квон, А. Г. Бурмистров, В. П. Лакеев ; Всесоюзный научно-исследовательский институт газа. – М. : ВНИИГАЗ, 1987. – 72 с.

32. Исследование ингибирующего действия продукта прямого окисления метана кисло родом воздуха на образование гидрата / Д. Ю. Ступин, Ю. Г. Маширов, Н. А. Ким, Д. В. Плющев // Природные и техногенные газовые гидраты : сборник / под ред. А. И. Гриценко и В. А. Истомина. – Харьков, 1990. – С. 51-52.

33. Истомин В. А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – М. : Недра, 1992. – 235 с.

34. Истомин В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти / В. А. Истомин. – М. : ВНИИГАЗПРОМ, 1990. – 214 с.

35. Кантере В. М. Потенциометрические и нитрометрические приборы / В. М. Кантере, А. В. Казаков, М. В. Кулаков. – М. : Машиностроение, 1970. – С. 308.

36. Караваев М. М. Технология синтетического метанола / М. М. Караваев, В. Е. Леонов, И. Г. Попов ; под ред. М. М. Караваева. – М. : Химия, 1984. – 240 с.

37. Кармайкл, Вирджиния Берри // Журнал химических и инженерных данных. – 1969. – С. 57-61.
38. Катц Д. Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа / Д. Л. Катц [и др.]. – М. : Недра, 1965. – 676 с.
39. Кнунянц И. Л. Химическая энциклопедия : в 5 т. – Т. 1 : А-Дарзана / И. Л. Кнунянц ; редкол. : И. Л. Кнунянц (гл. ред.) [и др.]. – М. : Советская энциклопедия, 1988. – С. 722-724.
40. Козлов М. Г. Метрология и стандартизация : учебник / М. Г. Козлов. – М., СПб. : Изд-во “Петербургский ин-т печати”, 2001. – 372 с.
41. Консидайн Д. Справочник по прикладной измерительной технике / Д. Консидайн, С. Росс (ред.) ; пер. с англ. – М. : Энергия, 1968. – 624 с.
42. Коротаев Ю. П. Эксплуатация газовых промыслов НТС по газовой технике / Ю. П. Коротаев, Ю. Ф. Макогон // ГОСНТИ. – № 1. – 1960.
43. Котяхов Ф. И. Физика нефтяного и газового коллектора / Ф. И. Котяхов. – М. : Недра, 1977. – 287 с.
44. Ланчаков Г. А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г. А. Ланчаков, А. Н. Кульков, Г. К. Зиберт. – М. : Недра, 2000. – 279 с.
45. Лебедев Н. Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза : учебник для вузов / Н. Н. Лебедев. – 4-е изд. – М. : Химия, 1988. – 592 с.
46. Лесовий Л. В. Визначення відносної вологості газу для вузлів обліку із застосуванням засобів вимірювання температури точки роси / Л. В. Лесовий, Ф. Д. Матіко // Вісник національного університету “Львівська політехніка” № 659. – 2009. – С. 84–91.
47. Лур’є А. І. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку нормативного забезпечення якості природного газу / А. І. Лур’є, О. В. Хвостова, Я. Б. Наконечний // Питання розвитку газової промисловості України. – Вип. XXXVII. – Харків, 2009. – С. 311-316.

48. Лур'є А. Й. Система контролю за вологістю природного газу. Організація та основні напрямки діяльності / А. Й. Лур'є, О. В. Хвостова // Нафтова і газова промисловість. – № 2. – 2009. – С. 60-61.

49. Лур'є А. Досвід промислової експлуатації вимірювачів вологості газу на магістральних газопроводах України / А. Лур'є, В. Плехоткин, М. Ткаченко // Збірник присвячений 50-річчю Шебелинського родовища. – Харків, 2008.

50. Макогон Ю. Ф. Влагосодержание природных газов / Ю. Ф. Макогон // тр. МИНХ и ГЦ. – Вып. 42. – М. : Гостоптехиздат, 1963.

51. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю. Ф. Макогон. – М. : Недра, 1985. – 232 с.

52. Методические указания по оценке технического уровня и качества газа, газового конденсата и продуктов их переработки. – М. : ВНИИГаз, 1980. – 27 с.

53. Методическое пособие по отбору и анализу проб природных газов / под ред. З. Н. Несмоловой. – М. : Недра, 1969.

54. МИ 412-86 Методы определения экономической эффективности метрологических работ. – М. : Издательство стандартов, 1987. – С. 55-70

55. Михайлов Н. П. Анализ данных по влагосодержанию природного газа. Главгаз СССР / Н. П. Михайлов // Молодые специалисты газовой промышленности. – М. : Гостоптехиздат, 1963.

56. Моррисон Р. Органическая химия / Р. Моррисон, Р. Бойд. – Allyn and Bacon, Inc. Boston. – М. : Издательство Мир, 1974. – С. 107-109.

57. МСН 2.04.01-98 Строительная климатология. Госстрой России. – М., 2003.

58. Муравьев С. И. Справочник по контролю загрязняющих веществ в воздухе / С. И. Муравьев, Н. И. Казнина, Е. К. Прохорова. – М. : Химия, 1988. – С. 118-132.

59. Мухитдинов М. Оптические методы и устройства контроля влажности / М. Мухитдинов, Э. С. Мусаев. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – С. 96.

60. Некрасов Б. Воздух. Основы общей химии / Б. Некрасов. – Т. 1. – Изд. 3-е, испр. и доп. – М. : Химия, 1973. – 656 с.

61. Номограмма и аналитическое выражение для определения влагосодержания природных газов / Всесоюзный научно-исследовательский институт газа. – М., 1962.

62. Овчинников Г. А. Технические требования на продукты, выпускаемые газоперерабатывающими заводами / Г. А. Овчинников. – М. : ВНИИГазпром, 1978. – 55 с.

63. Одельский Э. Х. Вода в природном газе / Э. Х. Одельский // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 1947.

64. Опыт эксплуатации гигрометра КОНГ–Прима–2 / А. М. Деревягин, Ю. А. Морозов, А. Р. Степанов, С. В. Селезнев // Об основных мероприятиях по реализации Концепции по управлению контролем качества газа : материалы НТС ОАО “Газпром”, ООО “ИРЦ Газпром”. – М., 2001. – С. 64-72.

65. ОСТ 51.40-83 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.

66. Павлович Н. В. Справочник по теплофизическим свойствам природных газов и их компонентов / Н. В. Павлович. – М. : Государственное энергетическое издательство, 1962. – С. 25-77.

67. Патент № 22149 Україна, МПК G01N 25/56, дата подання 26.01.2007, з. № u200700824, дата публікації 20.04.2007, Бюл. № 4.

68. Патент № 2349909 Україна, МПК G01N 25/56, дата подання 03.12.2007, з. № 2007144450/28; дата публікації 20.03.2009.

69. Патент № 2361196 Україна, МПК G01N 25/66, дата подання 09.01.2008, з. № 2008101205/28, дата публікації 10.07.2009.

70. Патент № 26496 Україна, МПК G01N 19/00, дата подання 11.05.2007, з. № u200705201, дата публікації 25.09.2007, Бюл. № 15.

71. Патент № 68386 Україна, МПК G01N 25/66, дата подання 19.02.2001, з. № 2001021175, дата публікації 16.08.2004, Бюл. № 8.

72. Патент № 80214 Україна, МПК G01N 25/66, G01N 25/64, G01N 25/68 дата подання 27.02.2006, з. № a200602141, дата публікації 27.08.2007, Бюл. №13.

73. Патент № 83143 Україна, МПК G01N 25/56, G01N 25/02, G01N 25/68 дата подання 26.01.2007, з. № a200700823, дата публікації 10.04.2008, Бюл. № 11.

74. Патент на КМ № 86746, Росія, МПК G01N 25/12, дата подання 22.05.2009, з. № 2009119367/22, дата публікації 10.09.2009, Бюл. № 14.

75. Патент Российской Федерации № 2169362 G01N25/66 Способ измерения влажности газов. // 2003.

76. Патент України № 22149 від 10.04.2007. Спосіб визначення температури початку утворення рідкої та твердої фази компонентів природного газу. Корисна модель / О. Швейкін, А. Лур'є, В. Ткаченко. – Винахід.

77. Патент України № 83143 від 10.06.2008. Спосіб визначення температури початку утворення рідкої та твердої фази компонентів природного газу / О. Швейкін, А. Лур'є, В. Ткаченко. – Винахід.

78. Пеклер В. В. Состояние и перспективы развития гигрометров и средств их метрологического обеспечения / В. В. Пеклер, Г. М. Мамонтов // Датчики и системы. – № 1. – 2006. – С. 33-38.

79. Плотников В. М. Приборы и средства учета природного газа и конденсата / В. М. Плотников, В. А. Подрешетников, Л. И. Тетеревятников. – Л. : Недра, 1989. – 238 с.

80. Подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко, В. А. Истомин, А. Н. Кульков, Р. С. Сулейманов. – М. : Недра, 1999. – С. 17-38.

81. Понамарев В. Г. Расчет содержания паров воды в газе / В. Г. Понамарев // Труды Куйбышевского НИИ НП. – Вып. 2. – 1960.
82. Ахмедов Т. Использование непараметрических критериев статистики Уилкоксона и Миллера в медико-биологических исследованиях. Основы факторного анализа : методические рекомендации / Т. Ахмедов. – Харьков, 1987. – С. 11-29.
83. Артемьев Б. Г. Справочное пособие для работников метрологических служб : в 2 кн. / Б. Г. Артемьев, С. М. Голубев. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 478 с.
84. Природные и техногенные газовые гидраты : сборник научных трудов / под редакцией А. И. Гриценко, В. А. Истомина. – М. : ВНИИГАЗ, 1990. – 210 с.
85. Рафальсон А. Э. Масспектрометрические приборы : Книга / А. Э. Рафальсон, А. М. Шерешевский. – М. : Атомиздат, 1968. – 234 с.
86. Пронкин Н. С. Основы метрологии. Практикум по метрологии и измерениям / Н. С. Пронкин. – М. : Логос, 2007. – 392 с.
87. Прохоров А. М. Физическая энциклопедия / А. М. Прохоров. – Т. 3 : Магнитоплазменный компрессор - Пойнтинга. – М. : Советская энциклопедия, 1992. – 668 с.
88. Птиманжен Ж. Кондиционирование природного газа / Ж. Птиманжен / International Gas Union. – 1964.
89. РМГ 75-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения влажности веществ. Термины и определения. – М. : Стандартинформ, 2005. – С. 64.
90. Мейзда Ф. Электронные измерительные приборы и методы измерений; пер. с англ. / Ф. Мейзда. – М.: Мир, 1990. – 535 с.
91. Сайдов Г. В. Практическое руководство по абсорбционной молекулярной спектроскопии / Г. В. Сайдов, О. В. Свердлова. – Л. : ЛГУ, 1973. – 86 с.

92. Руднік А. А. Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільних станцій магістральних газопроводів : довідник / А. А. Руднік [та ін.]. – К. : Росток, 2003. – 576 с.

93. Рэмсен Э. Н. Начала современной химии / Э. Н. Рэмсен ; под ред. В. И. Барановского ; пер. с англ. – Л. : Химия, 1989. – 784 с.

94. СП42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М. : Изд-во стандартов, 2003. – С. 11-13.

95. Туричин А. М. Электрические измерения неэлектрических величин / А. М. Туричин. – М. : Энергия, 1966. – С. 684.

96. Ту Дж. Гонсалес Р. Принципы распознавания образов / Ту Дж. Гонсалес Р. // Пер. с англ. — М. : Мир, 1978, М. 1978. – С.10-15.

97. Ходанович И. Е. Подготовка газа к дальнему транспорту / И. Е. Ходанович, В. П. Лакеев, В. А. Кошелев // Газовое дело. – № 9. – 1964.

98. Ткаченко М. Ф. Розробки УКРНДІгазу для визначення вологості природного газу на об'єктах газової промисловості / М. Ф. Ткаченко, В. П. Плехоткін, Л. П. Кудінов // Питання розвитку газової промисловості України. – Вип. XXVII. – 1999. – С. 18-21.

99. Ходанович И. Е. Требования к качеству природного газа, тарнспортируемого по магистральным газопроводам // ЭИЭМГ. – № 1. – 1962.

100. Хендель А. Основные законы физики / Альфред Хендель [под редакцией проф. Н. Н. Малова]. – М. : Физматгиз, 1963. – 312 с.

101. Чарыков А. К. Математическая обработка результатов химического анализа : учебное пособие / А. К. Чарыков. – Л. : Химия, 1984. – 168 с.

102. Чугаев Г. Г. Гидравлика. – Л.: Энергия, 1975. – 600 с.

103. Шадрина Е. М. Методические указания. Определение теплофизических свойств газов, жидкостей и водных растворов веществ

/ Е. М. Шадріна, Г. В. Волкова ; Иван. гос. хим.-технол. ун-т. – Иваново, 1993. – 80 с.

104. Швейкін О. Приклад інструментального визначення температури початку утворення кристалогідратів в природному газі / О. Швейкін // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків, 2009. – С. 131-133.

105. Швейкін О. Л. Інструментальне визначення температур утворення рідкої та твердої фази компонентів природного газу в автоматичному режимі / О. Швейкін // Метрологія та прилади. – № 4. – 2008. – С. 37-39.

106. Руднік А. А. Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільних станцій магістральних газопроводів : довідник / А. А. Руднік [та ін.]. – К. : Росток, 2003. – 576 с.

107. Пирков, В. В. Особливості проектування сучасних систем водяного опалення [Текст] / В. В. Пирков. – К.: ІІ ДП «Такі справи», 2003. – 176 с.

108. Вимірювальна система для визначення показників якості природного газу. Мо-нографія [текст] / наукова бібліотека Укр. інж-пед. академії. Автори: Швейкін О.Л., Прокопенко О.О., Пономарьов А.В. – Харків: УІПА, 2013. - 131 с.

109. Одельский Э. Х. Вода в природном газе / Э. Х. Одельский // Нефтяное хозяйство. – № 9. – 1947.

110. Большаков В.Б. Створення мобільного еталона передавання одиниці витрати рідини/ В.Б. Большаков, Н.І. Косач, Р.В. Стеценко// Український метрологічний журнал. – 2009. – № 3. – С. 46–52.

111. Вимірювальна система для визначення показників якості природного газу. Мо-нографія [текст] / наукова бібліотека Укр. інж-пед. академії. Автори: Швейкін О.Л., Прокопенко О.О., Пономарьов А.В. – Харків: УІПА, 2013. - 131 с.

112. Магістерська дисертація: організація, вимоги до структури, змісту та оформлення [Електронний ресурс] : навчальний посібник для

здобувачів ступеня магістра за освітньо-професійними програмами спеціальностей 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» та 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: О. К. Нікітін, В. М. Зайцев. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,09 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 106 с. <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/30397>

113. Приладобудування та автоматизація. Терміни і визначення. Ч.1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник для студ. спеціальностей 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології», освітня програма «Комп'ютерно-інтегровані технології проектування приладів», 152 «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка», освітня програма «Інформаційно-вимірювальні системи та технології в приладобудуванні» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад. О. К. Нікітін, В. М. Зайцев, Т. О. Толочко. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,29 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 203 с. <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/30404>

					МЛ ПІ 81 01 000	106
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		